



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO E ECONÔMICA
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA FÁBRICA DE
RECICLAGEM NAS PROXIMIDADES DO LIXÃO DA
ESTRUTURAL.**

Autora: Lara Raquel de Jesus Rodrigues Silva

Orientador: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília, Julho de 2018

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UnB

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO E ECONÔMICA DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA FÁBRICA DE RECICLAGEM NAS
PROXIMIDADES DO LIXÃO DA ESTRUTURAL.**

LARA RAQUEL DE JESUS RODRIGUES SILVA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE
DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRA ELETRICISTA.

APROVADO POR:

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani, UnB/ENE
(Orientador)

Prof. Dr. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, UnB/ENE
(Professor convidado)

Prof. Me. Ronaldo Sérgio Chacon Camargos, IFB
(Professor convidado)

FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, LARA RAQUEL DE JESUS RODRIGUES.

Estudo de viabilidade técnico e econômica de um sistema fotovoltaico para fábrica de reciclagem nas proximidades do lixão da Estrutural. [Distrito Federal] 2018.

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.
Departamento de Engenharia Elétrica. Orientação: Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani.

1. Energia Fotovoltaica
3. Viabilidade Técnica
I. ENE/FT/UnB

2. Reciclagem
4. Viabilidade Econômica
II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, L. R. de J. R. (2018). Estudo de viabilidade técnico e econômica de um sistema fotovoltaico para fábrica de reciclagem nas proximidades do lixão da Estrutural. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2018, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 90p.

“(...) Ebenézer; e disse: Até aqui nos ajudou o Senhor.”
Bíblia - 1 Samuel 7:12

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus, que me proporcionou essa experiência e me sustentou em todos os momentos. Porque Dele, por meio Dele e para Ele são todas as coisas.

Sou grata pela minha família, por sempre me apoiar e me incentivar a perseguir meus sonhos. Em especial, aos meus pais, Leomário e Célia Marta, por ser meu porto seguro, por acreditarem no meu potencial e por toda educação que forjou o meu caráter. Ao meu irmão Leonardo, pelo companheirismo e amor integral.

Muito obrigada a todos meus familiares pelo encorajamento e suporte, me estimulando a prosseguir com determinação à realização das minhas metas.

Obrigada a Luíza Írina, por ser minha companheira de apartamento e amiga, e por se fazer presente nos momentos difíceis, além de todo apoio na área intelectual.

Agradeço aos meus líderes espirituais, por intercederem por mim e por me incentivar a ser excelente em tudo o que fizer.

Ao meu orientador, Rafael Amaral Shayani, muito obrigada por ter aceitado me conduzir nessa empreitada com disposição e paciência, tornando viável a realização deste trabalho. Obrigada também por proporcionar outras oportunidades durante a graduação, no qual foram relevantes para meu crescimento acadêmico, e por todos os comentários expressivos.

Sou agradecida aos mestres e professores que eu tive a oportunidade de conhecer, me incentivando a buscar o conhecimento e me desenvolver intelectualmente.

Um enorme obrigado à Letícia Viana por disponibilizar a planta baixa do telhado da fábrica de reciclagem e por ser solícita em suprir minhas dúvidas a respeito do projeto RECICLE.

Finalmente, agradeço a todas as pessoas que eu conheci durante a graduação, principalmente os amigos que fiz ao longo desses anos, eles foram parte fundamental da minha formação, sou grata pelas boas lembranças e pela transferência mútua de conhecimento que contribuíram de forma significativa ao meu aprendizado.

RESUMO

A energia do Sol é uma fonte renovável, sustentável e favorável, nas diversas formas de seu aproveitamento. Utilizar o sol como fonte de energia elétrica, conhecida como energia solar fotovoltaica, é uma das aplicações que tem alcançado lugar de destaque nos debates mundiais no qual se colocam em pauta a preocupação com as mudanças climáticas e o desenvolvimento sustentável. Seguindo essa ideia, tem-se o aproveitamento de áreas anteriormente destinadas a receberem resíduos sólidos como forma de estimular a sustentabilidade no âmbito social, ambiental e energético; além do incentivo à reciclagem. A utilização dessa fonte fotovoltaica no Brasil tem ganhado espaço por conta da regulamentação dos sistemas conectados à rede por meio da REN 482/12 da ANEEL. Deste modo, esse estudo visa avaliar o potencial técnico e econômico da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em prédios projetados em locais já contaminados, como exemplo uma fábrica de reciclagem. Serão projetados dois sistemas, uma para o telhado e outro para uma área visível, com o objetivo de despertar uma conscientização ambiental na população, porém a análise será feita considerando o montante resultante dos dois sistemas. O estudo de caso foi realizado para a fábrica de reciclagem baseada no projeto RECICLE. Após o levantamento dos dados, tomado como fator determinante a máxima área disponível para se instalar os sistemas fotovoltaicos, e a simulação tridimensional do local, o sistema total dimensionado foi de 511 kWp disposto em sistemas de aproximadamente 100 kWp, em média com 15 painéis em série e 24 em paralelo e inversores de 15 kW, com uma produção anual média de 850 MWh. Com base nos preços dos equipamentos, o cálculo aproximado do investimento inicial do sistema completo é de R\$ 3.203.045,31. Com esse valor, tem-se um VPL de R\$ 1.848.459,65, uma TIR de 12,95% e um *payback* descontado, de 9 anos e 3 meses. Esses resultados são à base da análise de sensibilidade, no qual analisa o comportamento dos indicadores econômicos com a variação da taxa de longo prazo (TLP), o investimento inicial, a degradação dos painéis e a tarifa de energia. Por fim, concluem-se que o mais viável é instalar os dois sistemas em conjunto ou somente o sistema do telhado, pois o projeto para a área visível sofre redução da produção de energia por conta do sombreamento e consequentemente não tem rentabilidade financeira.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Reciclagem, Viabilidade Técnica, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The energy of the Sun is a renewable, sustainable and favorable source, in the diverse forms of its use. Using the sun as a source of electricity, known as photovoltaic solar energy, is one of the applications that has reached a prominent place in world debates in which there is the concern with climate change and sustainable development. Following this idea, there is the use of areas previously intended to receive solid waste as a way to stimulate sustainability in the social, environmental and energy spheres; besides the incentive to recycling. The use of this photovoltaic source in Brazil has gained space due to the regulation of the systems connected to the network through REN 482/12 of ANEEL. Thus, this study aims to evaluate the technical and economic potential of the installation of photovoltaic systems connected to the grid in buildings designed in already contaminated sites, such as a recycling plant. Two systems will be designed, one for the roof and the other for a visible area, with the aim of raising environmental awareness in the population, but the analysis will be done considering the amount resulting from both systems. The case study was carried out for the recycling factory based on the RECICLE project. After data collection, was taken as the determining factor the maximum area available to install the photovoltaic systems, and the three-dimensional simulation of the site the total system was 511 kWp arranged in systems of approximately 100 kWp, on average with 15 panels in series and 24 in parallel and inverters of 15 kW, with an average annual output of 850 MWh. Based on equipment prices, the approximate calculation of the initial investment of the complete system is R \$ 3,203,045.31. With this amount, there is a net present value (NPV) of R\$ 1,848,459.65, a TIR of 12.95% and a discounted payback of 9 years and 3 months. These results are based on the sensitivity analysis, in which it analyzes the behavior of the economic indicators with the variation of the long term rate (LTR), the initial investment, the degradation of the panels and the energy tariff. Finally, it is concluded that the most feasible is to install the two systems together or only the roof system, because the project for the visible area suffers reduction of energy production due to shading and consequently has no financial profitability.

Keywords: Photovoltaic Energy, Recycling, Technical Viability, Economic Viability.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO	2
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1 ENERGIA SOLAR	4
2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	4
2.2.1 Curvas características do módulo fotovoltaico	4
2.2.2 Influência da radiação solar e da temperatura nas curvas características	6
2.3 APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	7
2.3.1 Sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede	7
2.3.2 Sistema fotovoltaico integrado a edificações	8
2.3.3 Principais componentes de sistemas fotovoltaicos conectados à rede	9
2.3.4 Categoria de sistemas fotovoltaicos conectados à rede	12
2.3.5 Geração centralizada e distribuída	13
2.4 RESÍDUO SÓLIDO URBANO (RSU)	15
2.5.1 Conceito de RSU	15
2.5.2 Destinação Final do RSU	17
2.5 INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS EM ATERROS SANITÁRIOS	18
2.5.1 Contextualização	18
2.5.2 Vantagens e Desvantagens	19
2.5.3 Viabilidade de Instalação	19
2.6 CASOS DE INSTALAÇÕES SOLARES EM ATERROS	20
2.7 ESTUDO DE CASO	23
3. MATERIAIS E MÉTODOS	25
3.1 MÉTODO	25
3.2 ANÁLISE TÉCNICA	26
3.2.1 Dados Solarimétricos	26

3.2.2	Coleta de dados do local	26
3.2.2.1	Escolha da orientação do telhado.....	26
3.2.2.2	Modelagem tridimensional e Estudo de sombreamento.....	27
3.2.2.3	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	27
3.2.2.4	Distribuição dos painéis	27
3.2.2.5	Projeto Elétrico	28
3.3	ANÁLISE ECONÔMICA	29
3.3.1	Investimento Inicial	30
3.3.2	Composição do Fluxo de Caixa.....	31
3.3.3	Valor Presente	32
3.3.4	Taxa de Longo Prazo (TLP).....	33
3.3.5	Valor Presente Líquido (VPL).....	33
3.3.6	Taxa Interna de Retorno (TIR)	34
3.3.7	<i>Payback</i> Descontado.....	35
3.4	MATERIAIS UTILIZADOS	35
3.4.1	SkechUp	35
3.4.2	AutoCAD	35
3.4.3	Excel	36
3.4.4	PVsyst	36
3.4.5	Taxa de degradação dos painéis	38
3.4.6	Tarifa de energia.....	39
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	40
4.1	MODELAGEM TRIDIMENSIONAL	40
4.2	ESCOLHA DO LOCAL.....	40
4.3	ESTUDO DE SOMBREAMENTO	42
4.4	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR	45
4.5	ESCOLHA DOS PAINÉIS.....	45
4.6	DISTRIBUIÇÃO DOS PAINÉIS E EQUIPAMENTOS	49
4.7	ESCOLHA DOS INVERSORES.....	52
4.8	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ANUAL.....	55
4.9	PROJETO ELÉTRICO.....	57
4.10	ESTIMATIVA DO INVESTIMENTO INICIAL	66

4.10.1 Levantamento de preços.....	66
4.10.2 Custo de investimento e Custo de Operação	66
4.11 ANÁLISE ECONÔMICA	67
4.11.1 Fluxo de Caixa.....	67
4.11.2 Estudo de Sensibilidade	70
4.11.2.1 Sensibilidade com relação ao investimento inicial	70
4.11.2.2 Sensibilidade com relação à taxa de juros (TLP) adotada.....	72
4.11.2.3 Sensibilidade com relação à degradação do sistema	74
4.11.2.4 Sensibilidade com relação à tarifa da energia.....	75
4.12 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	77
5. CONCLUSÃO.....	79
BIBLIOGRAFIA.....	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Objetivos de desenvolvimento sustentável.	1
Figura 2.1 Curvas características da célula fotovoltaica: (a) curva I-V, (b) curva P-V e (c) parâmetro de potência máxima.....	5
Figura 2.2 Efeito causado pela (a) variação da intensidade luminosa e pela (b) temperatura na célula	6
Figura 2.3 Componentes de um sistema fotovoltaico isolado típico.	7
Figura 2.4 Teto de vidro com módulos BIPV transparentes.....	9
Figura 2.5 Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	9
Figura 2.6 Organização e componentes de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede elétrica.	12
Figura 2.7 Disposição final de RSU (a) no Brasil por tipo de destinação (t/dia), (b) coletado no Brasil (t/ano)..	16
Figura 2.8 Aterro de <i>Tessman Road</i>	21
Figura 2.9 Divisão de áreas do Parque Fresh Kills.	22
Figura 2.10 Planta solar no parque Fresh Kills.	22
Figura 2.11 Sistema solar fotovoltaico no aterro sanitário de Frutal	23
Figura 2.12 Planta de cobertura da fábrica de reciclagem da Estrutural, com as divisões dos blocos	24
Figura 3.1 Fluxograma do método.	26
Figura 3.2 Composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico.....	31
Figura 4.1 Modelagem tridimensional do edifício da fábrica de reciclagem da Estrutural.	40
Figura 4.2 Planta Térreo da fábrica de reciclagem da Estrutural.	41
Figura 4.3 (a) Localização do terreno escolhido para fabrica RECICLE, (b) Disposição do prédio no terreno escolhido com a devida orientação.....	42
Figura 4.4 Sombreamento às 9:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita).....	43
Figura 4.5 Sombreamento às 12:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita)..	43
Figura 4.6 Sombreamento às 15:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita).	43
Figura 4.7 Sombreamento às 9:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita) sobre o pergolado.	44

Figura 4.8 Sombreamento às 12:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita) sobre o pergolado.....	44
Figura 4.9 Sombreamento às 15:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita) sobre o pergolado.....	44
Figura 4.10 Total diário de irradiação global horizontal no Brasil: média anual.....	45
Figura 4.11 Em detalhe, telhado do bloco produção da fábrica de reciclagem e dividido em áreas	50
Figura 4.12 Proposta de instalação dos painéis fotovoltaicos com ângulo azimutal 0°.	52
Figura 4.13 Disposição dos painéis (a)Visão do bloco de Produção, (b) Visão do Pergolado.....	52
Figura 4.14 Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor - sistema fotovoltaico no telhado da fábrica (áreas 1,3,4 e 5).....	63
Figura 4.15 Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor - sistema fotovoltaico no telhado da fábrica (áreas 2).	64
Figura 4.16 Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor - sistema fotovoltaico no pergolado.....	65
Figura 4.17 Diagrama unifilar da conexão dos inversores com a caixa de medição - sistema fotovoltaico no telhado.	65
Figura 4.18 Diagrama unifilar da conexão dos inversores com a caixa de medição - sistema fotovoltaico no pergolado.	66
Figura 4.19 Sensibilidade do VPL com relação ao investimento inicial.	71
Figura 4.20 Sensibilidade da TIR com relação ao investimento inicial.	71
Figura 4.21 Sensibilidade do <i>payback</i> com relação ao investimento inicial.	72
Figura 4.22 Sensibilidade do VPL com relação à TLP.	73
Figura 4.23 Sensibilidade do <i>payback</i> com relação à TLP.....	73
Figura 4.24 Sensibilidade do VPL com relação à degradação dos painéis.....	74
Figura 4.25 Sensibilidade da TIR com relação à degradação dos painéis.....	75
Figura 4.26 Sensibilidade do VPL com relação tarifa de energia.	76
Figura 4.27 Sensibilidade da TIR com relação tarifa de energia.	76
Figura 4.28 Sensibilidade do <i>payback</i> com relação tarifa de energia.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil	14
Tabela 3.1 Evolução da Taxa de Longo Prazo (%)	33
Tabela 3.2 Coeficiente de perdas térmicas.....	37
Tabela 3.3 Modalidades do sistema de tarifa de energia	39
Tabela 4.1 Parâmetros delimitadores para seleção dos módulos fotovoltaicos	46
Tabela 4.2 Painéis com selo INMETRO que satisfazem os parâmetros predeterminados.....	46
Tabela 4.3 Dados do módulo CS6K-265P.....	47
Tabela 4.4 Dados do módulo LG385N2T – A5.....	48
Tabela 4.5 Levantamento de preços módulos FV.	49
Tabela 4.6 Classificação das áreas aptas para instalação do arranjo FV.....	50
Tabela 4.7 Quantidade de painéis por área para o arranjo no telhado.....	51
Tabela 4.8 Especificações do inversor usado no arranjo do telhado.....	53
Tabela 4.9 Especificações do inversor usado no arranjo do pergolado.....	54
Tabela 4.10 Levantamento de preços inversores FV.....	55
Tabela 4.11 Parâmetros usados na simulação do sistema FV no telhado.....	56
Tabela 4.12(a) Dimensionamento do condutor antes do inversor para o sistema 1.....	58
Tabela 4.12(b) Dimensionamento do condutor depois do inversor para o sistema 1...	58
Tabela 4.12(c) Dimensionamento condutor de conexão com o quadro geral do sistema 1	58
Tabela 4.13(a) Dimensionamento do condutor antes do inversor para o sistema 2.....	59
Tabela 4.13(b) Dimensionamento do condutor depois do inversor para o sistema 2...	60
Tabela 4.13(c) Dimensionamento do condutor de conexão com o quadro geral do sistema 2.....	60
Tabela 4.14 Dimensionamento dos dispositivos de proteção para o sistema 1 - telhado	61
Tabela 4.15 Dimensionamento dos dispositivos de proteção para o sistema 2 - pergolado.....	61
Tabela 4.16 Composição do custo de investimento inicial.....	67
Tabela 4.17 Fluxo de Caixa Sistema de 511 kW..	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
BIPV	<i>Building Integrated PhotoVoltaics.</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
BT	Baixa Tensão.
CA	Corrente Alternada.
CC	Corrente Contínua.
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.
DF	Distrito Federal.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
FV	Fotovoltaico.
GWp	Gigawatt-pico
I	Corrente
IEA	International Energy Agency.
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NBR	Norma Brasileira
NR	Norma Regulamentadora
O&M	Operação e Manutenção
ONU	Organização das Nações Unidas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da Aneel.
PWh	Petawatt-hora
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos.

SFV	Sistema Fotovoltaico.
STC	Standard Test Conditions.
TIR	Taxa Interna de Retorno.
TLP	Taxa de Longo Prazo.
V	Tensão (Volt)
VP	Valor Presente.
VPL	Valor Presente Líquido.
W	Watt
Wp	Watt-pico

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O conceito de sustentabilidade engloba questões ambientais, sociais, econômicas e energéticas, e vem sendo cada vez mais discutido pelas principais nações. Em 2015 a Organização das Nações Unidas (ONU) propôs aos países membros adotarem a Agenda 2030 e os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), possuindo como ideal principal a integração dos três pilares do desenvolvimento – social, ambiental e econômico (ONU, 2015).



Fonte: (ONU, 2015).

Figura 1.1 *Objetivos de desenvolvimento sustentável.*

O uso de energias renováveis e limpas, tendo como exemplo a energia solar fotovoltaica, se configura como um dos ODS reforçando o conceito de avanço ecológico correto. Da mesma forma, é importante ter em mente que locais corretos de deposição de resíduos sólidos urbanos (RSU) contribuem também para uma sociedade mais consciente ecologicamente.

No Brasil, a capacidade instalada referente à tecnologia fotovoltaica para geração de eletricidade ainda é limitado. Porém, por conta das vantagens climáticas que o país possui, por programas de incentivo destinado a energia fotovoltaica e pela redução dos custos de instalação, tem-se um cenário animador em relação ao crescimento dessa fonte no país.

Ao redor do mundo existem estudos que visam à oportunidade de utilização de áreas, anteriormente destinadas a receberem RSU, para instalação de sistemas de energia renovável, dentre elas a energia solar fotovoltaica. O aproveitamento dessas áreas fomenta benefícios no quesito ambiental, econômico e social, já que esses locais passam a ter uma nova destinação.

Esse trabalho apresenta um projeto demonstrativo de instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em uma área que costumava ser destinada a disposição de resíduos sólidos, mas sofreram processo de revitalização e receberam finalidade mais sustentável como parques ecológicos e fábricas de reciclagem. A escolha por executar um projeto demonstrativo para um local de reciclagem possibilita explorar o meio de educação ambiental para os cidadãos, principalmente nesse meio que engloba a sustentabilidade.

Ainda é necessário um elevado investimento inicial para implantar sistema com tecnologia fotovoltaica sendo limitado para classes de maior poder aquisitivo, nesse caso é interessante a proposta de instalar um SFV em uma fábrica de reciclagem integrada com o meio urbano, proporcionando emprego e acesso a tecnologia aos cidadãos de baixa renda.

Partindo dessas premissas, esse trabalho foi desenvolvido para avaliar a viabilidade técnica e econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em usinas de reciclagem. O procedimento técnico desenvolvido para esse trabalho estipula a previsão de geração de energia elétrica levando em consideração as limitações do projeto como área útil disponível, recurso solar, sombreamento e tipo de tecnologia empregada. Além do mais, o sistema deve ser projetado visando aspectos financeiros inerentes ao mesmo.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral desse estudo é fazer um estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema solar fotovoltaico nas proximidades do aterro Jockey, conhecido popularmente como “Lixão da Estrutural”, em Brasília, DF, usando com referência o projeto de fábrica de reciclagem da Estrutural, base do projeto RECICLE.

Existem vários projetos em desenvolvimento que utilizam a área do aterro do Jockey para geração de energia usando, por exemplo, o biogás, a queima do lixo e outras fontes. Por esse motivo, tem-se como objetivo específico usar a fonte solar fotovoltaica primordialmente como meio de promover uma educação ambiental na população além da geração de energia capaz de suprir uma demanda específica. Por causa disso deseja-se utilizar tecnologias de painéis solares integrados à construção (BIPV - *Building Integrated PhotoVoltaics*) e identificar local com melhor visibilidade e que ao mesmo tempo tenha uma eficiência de geração economicamente atraente. Também será feito um estudo do telhado do prédio para

identificar a viabilidade de instalação de um arranjo fotovoltaico utilizando o máximo da área disponível.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho foi estruturado em 5 capítulos com o intuito de potencializar a compreensão do leitor. Ao final destes é incluído um anexo para promover uma leitura corrente e ainda assim revelar particularidades importantes, como planilhas para casos específicos.

O capítulo 2 expõem ao leitor uma revisão da literatura na qual auxiliará no processo de compreensão do texto, assim como o estado da arte, em que revela o nível mais alto de empreendimento desenvolvido para o tema abordado. É atribuído a esse capítulo também a função de apresentar o cenário atual para SFV em aterros sanitários.

O capítulo 3 menciona os materiais e a metodologia utilizada para desenvolver o estudo, desde a ideia até os resultados, além de contextualizar o prédio de reciclagem e interferência de diversos aspectos na geração de energia solar, além de elencar os softwares utilizados para a realização do projeto no âmbito técnico e econômico.

O próximo item, capítulo 4, faz referência aos resultados obtidos seguindo o método e os materiais apresentado no tópico que o antecede, bem como a avaliação destes. Este capítulo compõe de diversas tabelas e imagens que concentram todo o entendimento adquirido ao decorrer do desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões para o projeto desenvolvido, expondo da análise do autor sobre os principais resultados e sugestões de trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA SOLAR

Quase todas as fontes de energia usadas pelo ser humano são derivadas da energia proveniente do Sol. O Sol é uma fonte de energia inesgotável e abundante, tanto na forma de calor quanto na forma de luz, porém apenas parte dessa energia é realmente utilizada.

A energia solar térmica tem como interesse a quantidade de energia, na forma de calor, que um corpo pode absorver a partir da radiação solar. A operação dessa forma de energia consiste não só na maneira de obtê-la, mas também na forma de armazenar a mesma (CEPEL/CRESESB, 2014).

A energia do Sol pode ser utilizada para produzir eletricidade pelo efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta de luz solar em energia elétrica (VILLALVA, 2015), no qual a célula fotovoltaica é a unidade fundamental desse processo de conversão.

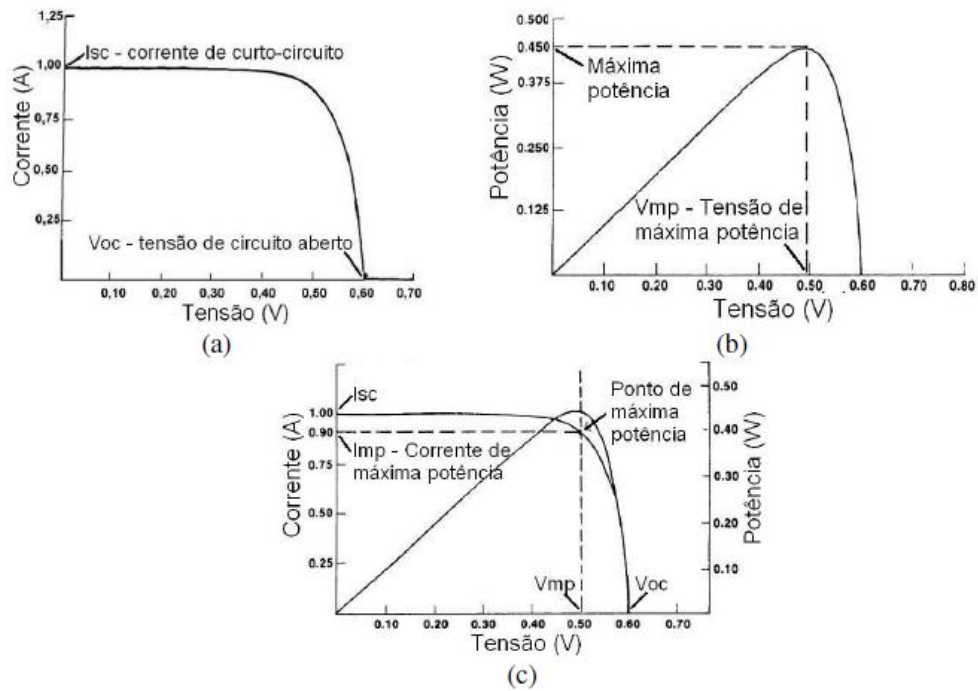
2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Módulos fotovoltaicos, também conhecidos como painéis fotovoltaicos, são formados pelo arranjo de células fotovoltaicas. As células podem ser conectadas em série ou paralelo, geralmente são conectadas em série com a finalidade de se obter tensões maiores. Os módulos fotovoltaicos só produzem corrente contínua.

2.2.1 Curvas características do módulo fotovoltaico

A curva I-V mostra como a corrente varia de acordo com a tensão de saída de um módulo fotovoltaico. A partir dos dados da mesma pode ser determinada a curva P-V relacionando potência e tensão.

As curvas características de tensão, corrente e potência correspondente às células fotovoltaicas estão apresentadas na Figura 2.1.



Fonte: (CEPEL/CRESESB, 2014).

Figura 2.1 Curvas características da célula fotovoltaica: (a) curva I-V, (b) curva P-V e (c) parâmetro de potência máxima.

A célula fotovoltaica é caracterizada pelos seguintes parâmetros: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF) e eficiência. Eles são descritos a seguir de acordo com (CEPEL/CRESESB, 2014):

- **Tensão de circuito aberto (V_{oc}):** é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir.
- **Corrente de curto-circuito (I_{sc}):** é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero.
- **Fator de forma (FF):** é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. O FF é definido pela Equação 2.1:

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}}, \quad (2.1)$$

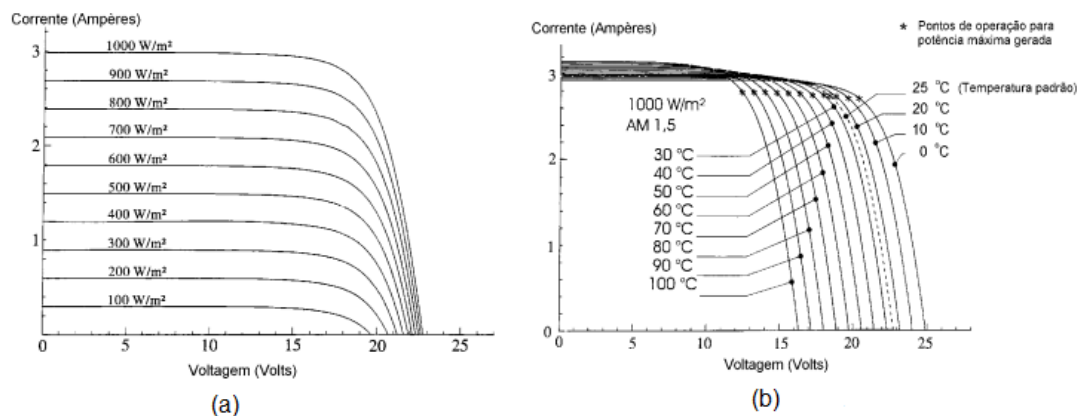
Onde V_{mp} é a tensão de máxima potência e I_{mp} é a corrente de máxima potência.

- **Eficiência (η):** é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente.

2.2.2 Influência da radiação solar e da temperatura nas curvas características

As condições padrão de teste (STC) definem os dados de placa do modulo fotovoltaico com irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25°C . Porém, nas condições reais, os níveis de irradiação e a temperatura variam fazendo com que o modulo não trabalhe nos níveis normais.

A capacidade de gerar energia de um módulo está diretamente relacionada com a quantidade de corrente que, por sua vez, depende diretamente da intensidade de radiação solar, porém não varia com a variação da temperatura. Já a potência e a tensão fornecida pelo módulo variam inversamente com temperatura (Fig 2.2).



Fonte: (CRESESB, 2006).

Figura 2.2 Efeito causado pela (a) variação da intensidade luminosa e pela (b) temperatura na célula.

2.3 APLICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

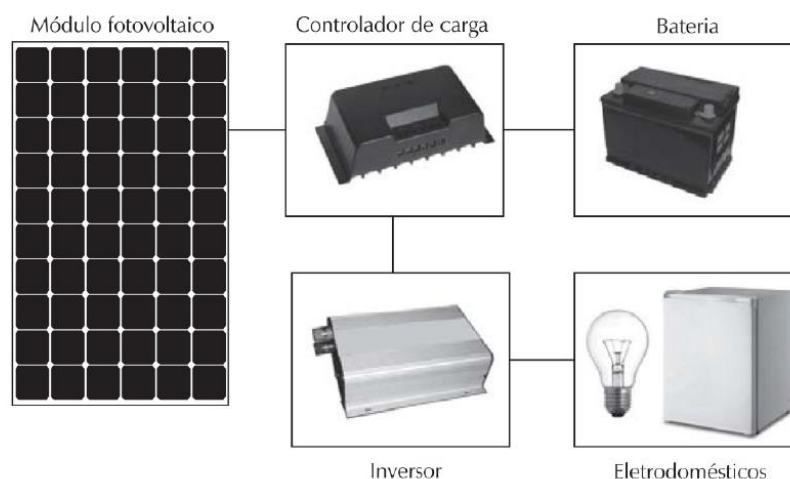
Um sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias distintas: sistemas isolados, híbridos e conectados a rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica onde o sistema deverá ter uma unidade de controle de potência e em alguns casos uma unidade de armazenamento (CEPEL/CRESESB, 2014).

2.3.1 Sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede

Sistemas que não possuem atendimento de rede elétrica ou que necessitam de armazenamento são chamados de sistemas autônomos ou isolados. O armazenamento pode ser feito por meio de baterias, por energia gravitacional, e em alguns casos toda a energia produzida é imediatamente usada não havendo necessidade de armazenamento.

Em sistemas que requerem baterias usa-se um controlador de carga, que tem a função de proteger a bateria de descargas excessivas prologando a sua vida útil e protegendo-a de sobrecargas. Em situações que se utilizam aparelhos em corrente alternada o inversor tem o papel de converter tensão contínua que saem dos módulos para tensão alternada, eles geralmente tem a função de rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT – Maximum Power Point Tracking*) promovendo a máxima produção de energia do módulo fotovoltaico.

A Figura 2.3 apresenta os componentes básicos de um sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

Figura 2.3 Componentes de um sistema fotovoltaico isolado típico.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica têm o objetivo de gerar eletricidade ao consumidor local e operam em paralelismo com a rede. Esse tipo de sistema foi incluído na regulamentação da ANEEL, através da Resolução 482 de abril de 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (CEPEL/CRESESB, 2014).

Sistemas híbridos são aqueles que apresentam mais de uma fonte geradora de energia como, por exemplo: geradores a diesel, turbinas eólicas, entre outros, fazendo com que sejam mais complexos necessitando de uma unidade de controle mais robusta (CEPEL/CRESESB, 2014).

2.3.2 Sistema fotovoltaico integrado a edificações

Os sistemas fotovoltaicos integrados a edificações (*Building Integrated PhotoVoltaics* - *BIPV*) são células fotovoltaicas que estão integradas como parte da estrutura dos edifícios, substituindo assim um elemento da construção convencional. Eles servem não apenas como fonte de energia, mas também fornecem proteção contra chuva e raios solares, isolamento térmico, sombreamento, etc.

Os BIPVs podem ser mais bem aproveitados quando definidos ainda na fase de projeto de edificação, reduzindo o custo final da obra. Do ponto de vista arquitetônico, esses sistemas também são uma importante opção, já que os geradores fotovoltaicos podem ser encontrados no mercado internacional com diversas cores, formatos e graus de flexibilidade mecânica. Na questão econômica, os BIPVs ainda não alcançam a paridade tarifária no Brasil e o custo de aquisição e instalação destes sistemas ainda inibe o seu desenvolvimento no país (CEPEL/CRESESB, 2014).

Na Figura 2.4 tem-se um exemplo de módulos fotovoltaicos com substrato transparente integrados ao teto de uma edificação.

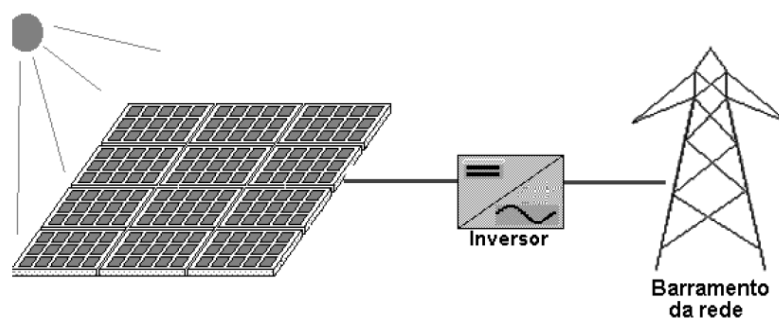


Fonte: (LI, LAM, & CHEUNG, 2009).

Figura 2.4 *Teto de vidro com módulos BIPV transparentes.*

2.3.3 Principais componentes de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Um sistema fotovoltaico conectado à rede típico é composto de diversos elementos incluindo módulos fotovoltaicos, inversores e componentes de balanço do sistema como cabeamento elétrico e estruturas para suporte (USEPA & NREL, 2013) (Fig. 2.5).



Fonte: (CRESESB, 2006).

Figura 2.5 *Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.*

- Inversores

Os inversores para a conexão em sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, assim como os seus semelhantes usados nos sistemas autônomos, convertem em corrente alternada a eletricidade de corrente contínua coletada dos módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2015). Para os sistemas conectados à rede os inversores CC-CA funcionam como fonte de corrente, devendo ter sua tensão de saída sincronizada com a da rede.

O tamanho do inversor depende de fatores como a quantidade de potência CC que ele precisa converter, da potência de pico e da forma de onda (senoidal, senoidal modificada, quadrada) que precisa ser modulada (BALFOUR, SHAW, & NASH, 2016). Inversores com múltiplas entradas MPPT são capazes de potencializar a produção de energia independentemente para diferentes arranjos FV; se, por exemplo, houver situação de sombreamento em um dos conjuntos ou *strings* os que estão conectados em outro MPPT continuam funcionando normalmente (VILLALVA, 2015).

Em usinas fotovoltaicas existem tipos diferentes de configuração de acordo com o número de inversores: inversor central, um único inversor para toda usina; um inversor para cada *string*; um inversor para múltiplos *strings* (FRONTIN, JR BRASIL, CARNEIRO, & DE GODOY, 2017).

A configuração com um inversor central é adotada em usinas com um módulo do mesmo tipo tendo a mesma inclinação e exposição. Apresenta como vantagem redução no investimento inicial e como principal desvantagem a interrupção de toda usina quando o inversor apresenta problema. Com o layout de um inversor para cada *string*, o inversor fornece um diagnostico direto sobre a produção e provê a proteção contra sobrecorrentes e sobretensões de origem atmosférica no lado CC. Além de possibilitar o uso de módulos com diferentes características em diferentes *strings*, aumentando a eficiência e confiabilidade da usina (FRONTIN, JR BRASIL, CARNEIRO, & DE GODOY, 2017).

Inversores fotovoltaicos tem sofrido uma redução de custos assim como os painéis fotovoltaicos, porém não tão expressivo como o segundo. Costuma-se dimensionar o sistema gerador FV com potência nominal igual ou superior à do inversor, pois a potência do inversor é menor que a do gerador mesmo quando a irradiância se aproxima de 1.000 W/m^2 (CEPEL/CRESESB, 2014). Para relacionar a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do sistema FV usa-se o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) expresso pela Equação 2.2.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)}, \quad (2.2)$$

Sendo que:

FDI (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{Nca}(W)$ – Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$P_{FV}(Wp)$ – Potência pico do painel fotovoltaico.

A potência do inversor e do gerador FV deve ser regulada para que o FDI tenha a melhor relação custo/benefício. A partir da análise da literatura tem-se que valores FDI recomendados pelos fabricantes e instaladores possuem limite inferior na faixa de 0,75 a 0,85 e limite superior de 1,05 (CEPEL/CRESESB, 2014).

- Estruturas para suporte

A estrutura de suporte é concebida especialmente para adaptar-se ao terreno ou à estrutura do prédio, às características dos módulos e à estratégia de ajuste de inclinação e orientação. Para instalações realizadas no solo, deve ser realizado o projeto e escolhido o tipo de fundação mais adequado. A fundação tem por objetivo manter a orientação adequada da estrutura de suporte do gerador fotovoltaico com relação ao sol e também evitar danos ao conjunto durante ventos fortes (LOPES, 2017).

Os sistemas de montagem de inclinação fixa são caracterizados por módulos instalados em um ângulo definido, tipicamente com base na latitude do local e nas condições do vento, para aumentar a exposição à radiação solar ao longo do ano. Esses sistemas são os mais utilizados em aterros sanitários e podem ter custos de manutenção mais baixos, mas geram menos energia (kWh) por unidade de potência (kW) do que sistemas com rastreamento (USEPA & NREL, 2013).

Os sistemas com rastreamento funcionam como um seguidor do sol, girando os módulos fotovoltaicos de acordo com o deslocamento do sol no céu aumentando, assim, a produção de energia e consequentemente elevando o custo de manutenção. Estes tipos de sistemas com rastreamento não são normalmente instalados sobre aterros, devido a possíveis problemas de alinhamento por efeito da ocorrência de recalques, resultado da degradação da matéria orgânica (USEPA & NREL, 2013).

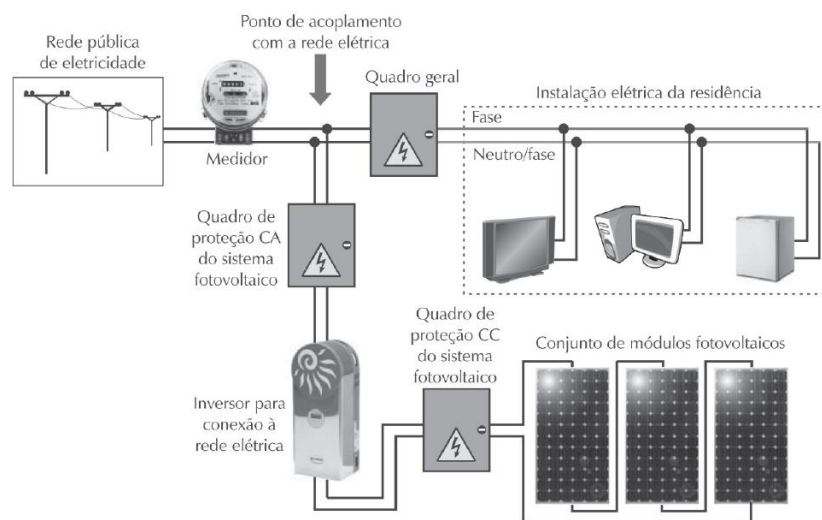
- Cabeamento elétrico

As conexões elétricas são necessárias para segurança e proteção de equipamentos. Nas aplicações tradicionais a fiação geralmente é enterrada, mas em aplicações de aterro sanitário os cabos elétricos devem passar por condutores acima do solo devido a restrições de penetração da cobertura final, como exemplo (USEPA & NREL, 2013).

2.3.4 Categoria de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados a rede podem ser classificados de acordo com a potência instalada, segundo as definições determinadas pela Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e posteriores alterações. A classificação dos geradores em sistemas distribuídos são microgeração, central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW; e minigeração, central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual 5 MW para geração fotovoltaica.

Tipicamente um sistema de microgeração residencial é modular, significando que há possibilidade de acrescentar paralelamente conjuntos de módulos e inversores de acordo com o tamanho do sistema. Caso haja excedente da energia gerada pelo sistema, há a possibilidade de injetar na rede gerando créditos que podem ser compensados na conta de energia elétrica posteriormente (Fig. 2.6).



Fonte: (VILLALVA, 2015).

Figura 2.6 Organização e componentes de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede elétrica.

Sistemas de minigeração são elaborados com o objetivo de suprir a demanda de energia elétrica do local de consumo, de forma parcial ou total, proporcionando uma dependência reduzida em relação ao uso da energia elétrica pública e uma imunidade contra a variação do preço da energia elétrica (VILLALVA, 2015). Algumas empresas optam pelo uso da energia solar fotovoltaica e demais soluções ambientalmente corretas como forma de atrair consumidores que preferem instituições que se importam com a conservação do meio ambiente.

Empreendimentos com microgeração ou minigeração distribuída podem usufruir do sistema de compensação de energia elétrica caracterizado pela concessão da energia excedente produzida para as distribuidoras de energia resultando em crédito de energia acumulado em uma série de faturas anteriores. O crédito acumulado pode ser restituído, na forma de crédito de energia, pelos consumidores responsáveis pela unidade consumidora ou de múltiplas unidades consumidoras, podendo ser caracterizada como geração compartilhada ou como autoconsumo remoto, sendo de responsabilidade do consumidor definir a ordem de compensação, sempre tendo em mente que a unidade geradora deve ser a primeira a ter seu consumo compensado (ANEEL, 2012).

2.3.5 Geração centralizada e distribuída

A organização do sistema elétrico ao redor do mundo estruturou-se em centros de grande porte de geração de energia elétrica distantes dos locais de consumo urbano, essa estrutura é chamada geração centralizada. Esse sistema de geração centralizado tem três segmentos: geração, transmissão e distribuição da energia elétrica.

Na primeira metade do século XX era usual a produção de energia elétrica perto do local de consumo. A partir da década de 40 houve uma mudança no cenário com o barateamento da produção em grandes centrais geradoras (INEE, 2017). Com o passar do uso crescente de combustíveis fósseis, problemas ambientais, como aquecimento global, vieram à tona promovendo a busca por alternativas tecnológicas sustentáveis e o crescente uso de energias renováveis promovendo a ideia de gerar energia próxima ao consumidor fosse retomada. Esse tipo de geração é conhecido como geração distribuída (GD) e suas tecnologias têm evoluído para permitir o uso de diferentes fontes e incluir potências menores.

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (2017), o sistema de GD compreende:

- Pequenas centrais hidrelétricas (PCH's);
- Painéis fotovoltaicos;
- Co-geradores;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação em horário de ponta;
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo.

Abrangem também sistemas de controle e comando, equipamentos de medida que organizam o funcionamento dos geradores e o controle de carga para que estas se adequem a quantidade de energia ofertada. Uma das vantagens da GD em relação às centrais geradoras é a economia em relação ao investimento em sistema de transmissão e a redução de perdas nas linhas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica (INEE, 2017).

No Brasil, a GD tem sido difundida atualmente, contando com diversos empreendimentos que possui geração de energia nesse nível. Na Tabela 2.1 é possível observar as unidades consumidoras que utilizam GD, até o ano de 2018, bem como sua potência e o tipo de fonte utilizada.

Tabela 2.1 *Unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil.*

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tipo	Quantidade	Quantidade de UC's que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	45	6.795	43.326
Eólica	54	97	10.306
Fotovoltaica	27.226	32.250	246.964
Térmica	89	231	24.755
TOTAL	27.414	39.373	325.350

Fonte: (ANEEL, 2018).

Atualmente o Distrito Federal conta com aproximadamente 400 unidades consumidoras que utilizam geração distribuída. Todas empregam a fonte fotovoltaica, resultando em aproximadamente de 5 MW de potência instalada (ANEEL, 2018).

2.4 RESÍDUO SÓLIDO URBANO (RSU)

2.5.1 Conceito de RSU

A Lei nº 12.305 (BRASIL, 2010), de 2 de agosto de 2010, institui a política nacional de resíduos sólidos e define resíduo sólido como:

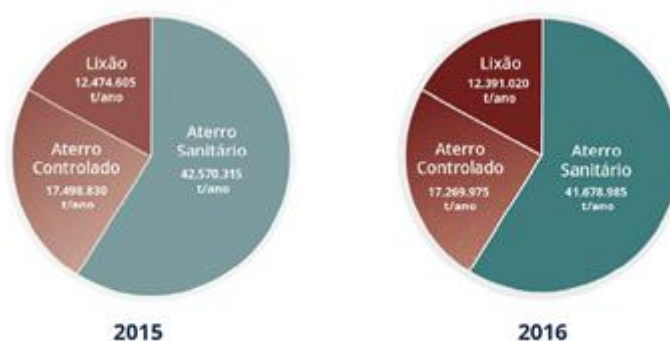
Material, substância, objeto ou bem descartado resultante de atividades humanas em sociedade, a cuja destinação final se procede, se propõe proceder ou se está obrigado a proceder, nos estados sólido ou semissólido, bem como gases contidos em recipientes e líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou em corpos d'água, ou exijam para isso soluções técnica ou economicamente inviáveis em face da melhor tecnologia disponível.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), através da norma 8849 de abril de 1985, define resíduos sólidos urbanos (RSU) como “resíduos sólidos gerados num aglomerado urbano, excetuados os resíduos industriais perigosos, hospitalares sépticos e de aeroportos e portos.” (ABNT, 1985, p.3).

Os dados fornecidos pela ABRELPE (2016) revelam uma queda na geração anual de RSU comparado ao ano de 2015 e uma piora na disposição final dos RSU coletados, indo de 58,7% para 58,4% (Fig. 2.7).



(a)



(b)

Fonte: (ABRELPE, 2016).

Figura 2.7 Disposição final de RSU (a) no Brasil por tipo de destinação (t/dia), (b) coletado no Brasil (t/ano).

No cenário mundial, os níveis de geração de RSU são de aproximadamente 1,3 bilhões de toneladas por anos com perspectiva de aumento de aproximadamente 17% até 2025 (HOORNWEG & BHADA-TATA, 2012). O desenvolvimento econômico é um dos fatores que influenciam diretamente as taxas de geração de RSU, além do nível de industrialização, clima local e hábitos públicos. Países mais desenvolvidos tendem a produzir maior quantidade de resíduos sólidos.

A disposição inadequada de resíduos continuou sendo trilhada por 3.331 municípios brasileiros, que enviaram mais de 29,7 milhões de toneladas dos mesmos, correspondentes a 41,6% do coletado em 2016, para lixões ou aterros controlados, que não possuem o conjunto de sistemas e medidas necessários para proteção do meio ambiente contra danos e degradações. Também nesse ano, 69,7% dos resíduos coletados no centro-oeste foram destinados indevidamente (ABRELPE, 2016).

Idealmente, os aterros deveriam ser usados apenas para deposição de rejeitos, mas muitos materiais que poderiam ser reaproveitados de outras maneiras são depositados sem prévio tratamento e separação. Dentre estes materiais que compõe os RSU depositados nos aterros estão materiais orgânicos que, ao sofrerem o processo de decomposição anaeróbia geram o biogás, que pode ser convertido em energia (LOPES, 2017).

Menos de 1% usinas termelétricas brasileiras tem o biogás proveniente de resíduos sólidos como fonte primária, gerando cerca de 130 MW de potência fiscalizada, que corresponde à potência considerada a partir de primeira unidade geradora (ANEEL, 2018).

Plantas com aproveitamento energético do biogás de aterro são escassas no Brasil, até 2003 não existiam planta desse tipo em operação, segundo Henriques (2004), sendo que a maior parte utiliza aterros sanitários e não lixões para projetos operacionais utilizando gás de aterro. Atualmente tem-se como exemplo os aterros sanitários Bandeirantes, Caieiras, São João, Guatapar (LOPES, 2017).

2.4.2 Destinação Final do RSU

A destinação final adequada dos resíduos sólidos é um desafio para os responsáveis pela limpeza urbana. Com crescimento das cidades e um consequente aumento populacional, a dificuldade em promover um serviço adequado de coleta de lixo e uma deposição final dos resíduos é latente. O sistema de limpeza urbana em geral promove operações mais perceptíveis  população, como a coleta e a limpeza pública, dando menos importância aos processos de destinação final.

Por essa razão, é comum observar nos municípios de menor porte a presença de "lixões", ou seja, locais onde o lixo coletado  lançado diretamente sobre o solo sem qualquer controle e sem quaisquer cuidados ambientais, poluindo tanto o solo quanto o ar e as águas subterrâneas e superfciais das vizinhanças (MONTEIRO & ZVEIBIL, 2001). De acordo com Monteiro & Zveibil (2001) os lixões, além dos problemas sanitários e ambientais, também se integram sério problema social. Comunidades são formadas neste meio degradado devido a presença de catadores que encontram na catação do lixo um meio de sobrevivência.

Diante desse quadro se confirma a atitude de exclusão dessa forma de destinação final de resíduos sólidos (lixões) e dos aterros controlados, pela Política Nacional de Resíduos Sólidos, Lei 12.305/2010 (BRASIL, 2010). A forma singular de se dar uma deposição final

ambientalmente adequada são os aterros, sejam eles sanitários, com lixo compactado ou com lixo triturado.

A Norma Brasileira 8419/ 1992 (ABNT, 1992) define aterro sanitário como sendo uma técnica de deposição de resíduos sólidos urbanos no solo, sem causar danos à saúde pública e à sua segurança, minimizando os impactos ambientais, método este que utiliza princípios de engenharia para confinar os resíduos sólidos à menor área possível e reduzi-los ao menor volume permissível, cobrindo-os com uma camada de terra na conclusão de cada jornada de trabalho, ou a intervalos menores, se necessário.

2.5 INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS EM ATERROS SANITÁRIOS

2.5.1 Contextualização

Propriedades potencialmente contaminadas como aterros sanitários, locais de mineração e aterros de entulho de construção civil e também aterros industriais são candidatos para instalação de plantas de energia fotovoltaicas, pois apresentam grandes áreas em desuso geralmente localizadas próximo a infraestrutura de transmissão e distribuição de energia. A maioria dos projetos desse tipo é desenvolvida nos Estados Unidos, no qual possuem mais de 11 mil aterros de RSU e áreas contaminadas que foram mapeados pela EPA como possíveis locais para instalação de geração de energia renovável, incluindo energia solar fotovoltaica (USEPA & NREL, 2013).

Poucos estudos foram realizados sobre o desenvolvimento de energias renováveis em propriedades contaminadas, a quantidade é menor quando se trata de locais inadequados de disposição de RSU, como os lixões. O estudo desenvolvido por Milbrandt et. al. (2014) estimou que em média 4,5 PWh (ordem de grandeza de 10^{15}) de eletricidade poderiam ser produzidos nos Estados Unidos a partir da tecnologia fotovoltaica em terras marginais, que são áreas com desvantagens inerentes ou que foram marginalizadas por forças naturais e/ou artificiais, sendo que os aterros sanitários se englobam nesse termo. Já Szabó et. al. (2017) desenvolveu um estudo na Hungria revelando a possibilidade de implantar 450 MWp de energia solar em aterros fechados húngaros, não estando restrito somente aos de deposição de RSU, com potencial de alcance em torno de 13 GWp a nível de União Europeia (UE).

Projetos solares em áreas de deposição de resíduos em menores proporções estão presentes em países como Itália, Alemanha, Sérvia, Portugal, Taiwan (LOPES, 2017).

2.5.2 Vantagens e Desvantagens

De acordo com USEPA & NREL (2013) os benefícios em instalar sistema fotovoltaico em locais contaminados e aterros de RSU são, dentre outros, locais que na maioria das vezes estão próximos de uma infraestrutura de estrada e de transmissão ou distribuição de energia; que podem ser divididos em zona; oferecem um baixo custo de terra quando se comparado com as áreas abertas; estão localizados em áreas de baixa declividade e de usarem um sistema de compensação de energia (*net metering*).

A instalação de projetos de energia solar fotovoltaica em aterros sanitários gera problemas específicos de projeto e construção para a energia solar, dentre eles estão a dificuldade de topografia e declividade no projeto do sistema; os problemas de liquidação; os limites de peso/carga e as questões legislativas (MASSACHUSETTS DEPARTMENT OF ENERGY RESOURCES, 2012). As questões legislativas referem-se às licenças ambientais que impedem, previnem ou limitam atividades após o fechamento do aterro.

A liquidação de aterro possibilita a redução do volume de partículas sólidas, resultado da degradação dos resíduos, produzindo assim novos gases e líquidos ocasionando na instabilidade do solo, por esse motivo é considerada uma preocupação fundamental na a fundação de sistemas FV em aterros sanitários busca estabilidade do local (LIU, WANG, & ZHU, 2011).

2.5.3 Viabilidade de Instalação

Sistemas fotovoltaicos instalados em aterros precisam ser projetados e integrados levando em consideração alguns requisitos regulamentares como localização, projeto, práticas operacionais, monitoramento da água subterrânea e ação corretiva, além do encerramento do aterro e requisitos pós-encerramento. Deve-se, também, levar em consideração as características do aterro como uso do solo e condições ecológicas, o controle de erosão e de lixiviado, coleta do gás de aterro e a gestão das águas pluviais. (USEPA & NREL, 2013).

Uma grande quantidade de aterros sanitários é adequada para instalação fotovoltaica, porém nem todos são candidatos ideais levando à necessidade de determinar a viabilidade da localização. A análise de viabilidade de projeto fotovoltaico em aterros é iniciada a partir da

avaliação da localização e das características do aterro, posteriormente averiguam a tecnologia fotovoltaica mais indicada com as características do local (USEPA & NREL, 2013).

2.6 CASOS DE INSTALAÇÕES SOLARES EM ATERROS

A agência de proteção ambiental dos Estados Unidos (USEPA), por meio da iniciativa *RE-Powering America's Land Inactive* incentiva a utilização de terras inativas, como aterros e locais de mineração anteriormente contaminados, para o desenvolvimento de energias renováveis. De acordo com a USEPA (2017) dos projetos computados, os de energia solar fotovoltaica apresentam a maior parte da capacidade instalada total, correspondendo a 52%.

A seguir será explanando sobre alguns aterros sanitários, ao redor do mundo, que possuem plantas fotovoltaicas.

- **Aterro Tessman Road**

No último trimestre de 2008 a comissão de qualidade ambiental do Texas aprovou o projeto da cobertura do aterro de Tessman Road. Dois meses depois, em dezembro, iniciou-se o processo de construção que durou até março de 2009. Em abril de 2009 o sistema começou a operar de forma confiável e segura, com produção estimada de 182 kWh de eletricidade da matriz fotovoltaica com potência de 135 kW (REPUBLIC SERVICE, 2010). De acordo com *Republic Services* (2010) esse foi o primeiro parque de energia solar fotovoltaica em aterro sanitário nos Estados Unidos.

O sistema utiliza a cobertura de geomebrana solar, ou *solar energy cover*, no qual produz energia solar ao mesmo tempo em que protege seguramente um aterro seguindo todas as condições regulamentares. Foram utilizadas 1050 lâminas fotovoltaicas flexíveis fixadas diretamente na geomembrana (TANSEL, MARIN, VARALA, & YILDIZ, 2010).

A Figura 2.8 apresenta uma visão geral da instalação fotovoltaica no local.



Fonte: (REPUBLIC SERVICE, 2010).

Figura 2.8 *Aterro de Tessman Road.*

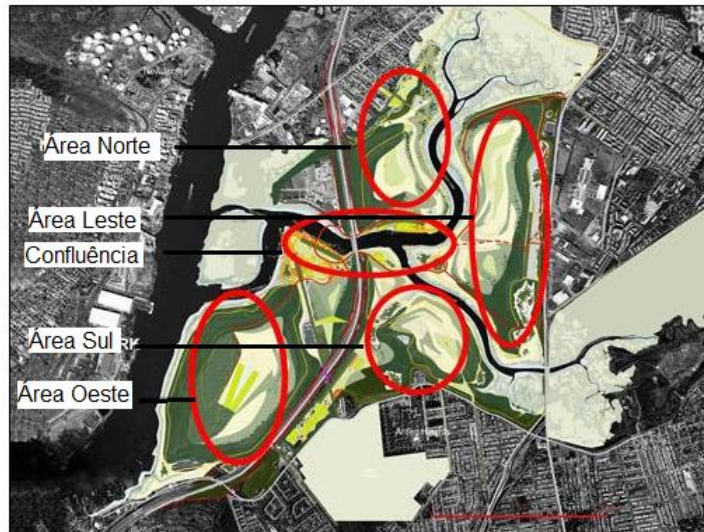
- **Parque Fresh Kills**

Fresh Kills era um aterro sanitário inaugurado em 1948 no distrito de Staten Island em Nova Iorque. De acordo com o projeto inicial deveria ser um aterro provisório, para funcionar por, no máximo 20 anos, porém a elevada produção de lixo provocou a utilização do mesmo até o primeiro trimestre de 2001.

O aterro de Fresh Kills chegou a receber cerca de 25000 toneladas de variados tipos de lixo por dia e de forma desordenada, sendo considerado o maior lixão do mundo até a data de seu encerramento. Possuía uma área de 890 hectares, quase três vezes mais que a área do Central Park.

Desde a data do encerramento do aterro em 22 de março de 2001, um processo de planejamento para o Parque Fresh Kills foi desenvolvido com a liderança do Departamento de Planejamento Urbano de Nova Iorque. Após processos de recuperação do terreno e desenvolvimento do projeto, o Parque Fresh Kills começou a ser construído em 2006 (NYC-DCP, 2007).

Em 2012 o parque foi inaugurado oferecendo atividades sociais, culturais e físicas, dividido em cinco áreas principais que abordam ideais de conservação da flora e fauna, sustentabilidade e novas tecnologias (Fig. 2.9).



Fonte: Departamento de planejamento da cidade de Nova York.

Figura 2.9 *Divisão de áreas do Parque Fresh Kills.*

Em 2013 foi anunciado que aproximadamente 20 hectares do parque Fresh kills seriam destinados para instalação de uma planta solar, com capacidade máxima de geração de 10 MW de energia proveniente do sol (RIZZI, 2013).



Fonte: (RIZZI, 2013).

Figura 2.10 *Planta solar no parque Fresh Kills.*

- **Aterro Sanitário de Frutal**

O aterro sanitário de Frutal, localizado na cidade de Frutal em Minas Gerais, foi aberto com o intuito de receber os resíduos sólidos do aterro controlado, caracterizado como lixo,

localizado próximo a um córrego que abastece a cidade de Frutal. Inaugurado em 2009, o aterro tem capacidade de armazenamento de 50 toneladas por dia.

No início de 2018 a administração de Frutal divulgou a instalação de uma planta fotovoltaica na área do aterro sanitário responsável por suprir a demanda de energia do local. Além dessa iniciativa pioneira a administração tem desenvolvido propostas sustentáveis no sentido de incentivar a população e também a iniciativa privada a buscarem soluções ecologicamente corretas.



Fonte: Prefeitura de Frutal, 2018.

Figura 2.11 *Sistema solar fotovoltaico no aterro sanitário de Frutal.*

2.7 ESTUDO DE CASO

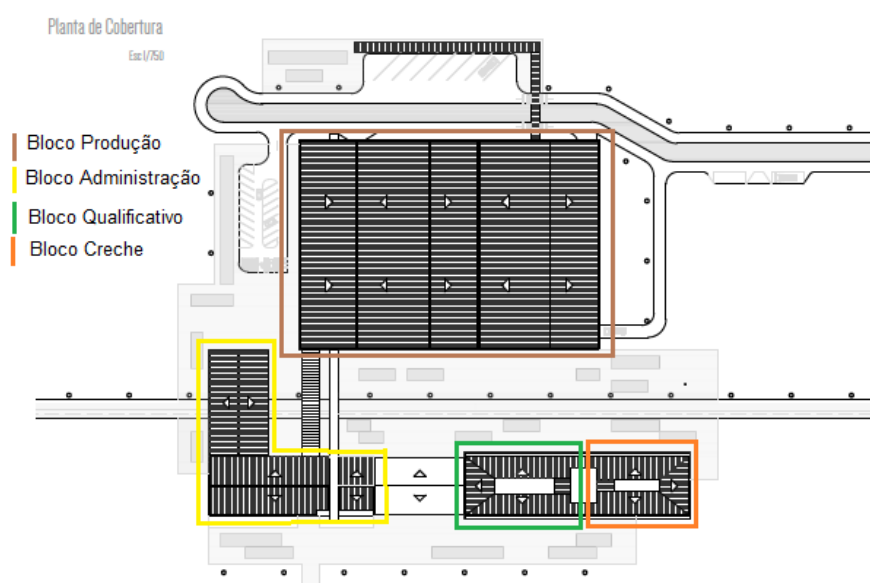
O aterro controlado do Jockey Club, popularmente conhecido como Lixão da Estrutural, localizado as margens da DF-095, nas margens da via Estrutural, foi ativado em meados da década de 60 recebendo tipos diversos de resíduos sendo descartados de forma irregular e inadequada. Possui área de 201 hectares e está próximo ao Parque Nacional de Brasília ameaçando a integridade do mesmo, pois o lençol freático da região já está contaminado.

No início de 2018 o lixão foi desativado pelo governo do Distrito Federal, após quase 60 anos de acumulo indevido de resíduos. Tendo em vista evitar a futura reativação do lixão por conta da população, foi desenvolvido um estudo acadêmico por um estudante universitário da Universidade de Brasília de revitalização da área contaminada com o objetivo

de proporcionar qualidade de vida para população local, além de compensar, na esfera ambiental e social, todo o dano causado. Esse projeto consiste no parque da estrutural e em uma fábrica de reciclagem.

A proposta para a área do lixão é de se construir um parque, com áreas de conscientização da população e espaços de recuperação do solo deteriorado. A fábrica de reciclagem de garrafas de plástico, idealizada no projeto RECICLE, seria localizada no terreno inutilizado ao lado do lixão da estrutural, iria conter espaços de integração com o parque além de prever a utilização de sistemas fotovoltaicos para reduzir gastos com energia elétrica, quesito não desenvolvido no projeto original (VIANA, 2016).

O projeto da fábrica foi constituído de três edifícios que abrigam uma área de produção, de administração, qualificação e uma creche. Os três blocos conectam-se por meio de pergolados, coberturas e uma passarela (Fig. 2.12) (VIANA, 2016).



Fonte: (VIANA, 2016) adaptado.

Figura 2.12 *Planta de cobertura da fábrica de reciclagem da Estrutural, com as divisões dos blocos .*

A área da fábrica de reciclagem além de permitir o acesso dos funcionários também estará aberta para a população como um todo, pois tem conexão com o parque e possui espaços reservados para cultura e arte do complexo atraindo pessoas de diversas classes.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

O presente capítulo apresenta o método usado para desenvolver o trabalho bem como as ferramentas utilizadas, que envolve a análise técnica e econômica de um sistema fotovoltaico. Tal sistema compõe-se de um SFV que utiliza a maior área disponível no telhado do bloco de produção da fábrica de reciclagem, parte do projeto RECICLE, e de um SFV menor em uma área com visibilidade para os frequentadores da edificação, desenvolvido para despertar uma cultura ambientalmente sustentável.

Como o prédio destinado à fábrica ainda está na fase do projeto, não se tem, de forma clara, a demanda energética imposta por ele. Então decidiu-se levar em consideração a máxima área disponível do telhado com o intuito de obter a maior produção de energia ofertada pelo FV instalado.

3.1 MÉTODO

O método utilizado pode ser dividido em três etapas. A primeira etapa compõe-se em aglomerar todos os dados necessários para a realização das demais fases. Estudar o edifício quanto à localização geográfica, irradiação e distribuição espacial da construção. Posteriormente devem-se agrupar os dados externos que intervêm na geração solar fotovoltaica.

A segunda fase é a análise da viabilidade técnica do projeto. Para isso, simulações são feitas levando em consideração a necessidade do cliente, estudos de sombreamento serão desenvolvidos com o interesse de obter a área que oferece a melhor produção de energia elétrica, levando em consideração as normas técnicas e a demanda. Essa etapa resultará em um projeto, de instalação elétrica, usando a fonte solar fotovoltaica e um montante de geração a ser gerada.

Na terceira etapa é realizado o estudo econômico, tomando como base o projeto elaborado, utilizando técnicas específicas de viabilidade financeira. Alguns cenários são projetados e comparados a partir de um estudo de sensibilidade, onde os principais parâmetros são variados por meio de indicadores econômicos (custo de investimento, taxa interna de retorno, tempo de retorno, valor presente líquido).

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma detalhado da metodologia utilizada nesse trabalho.

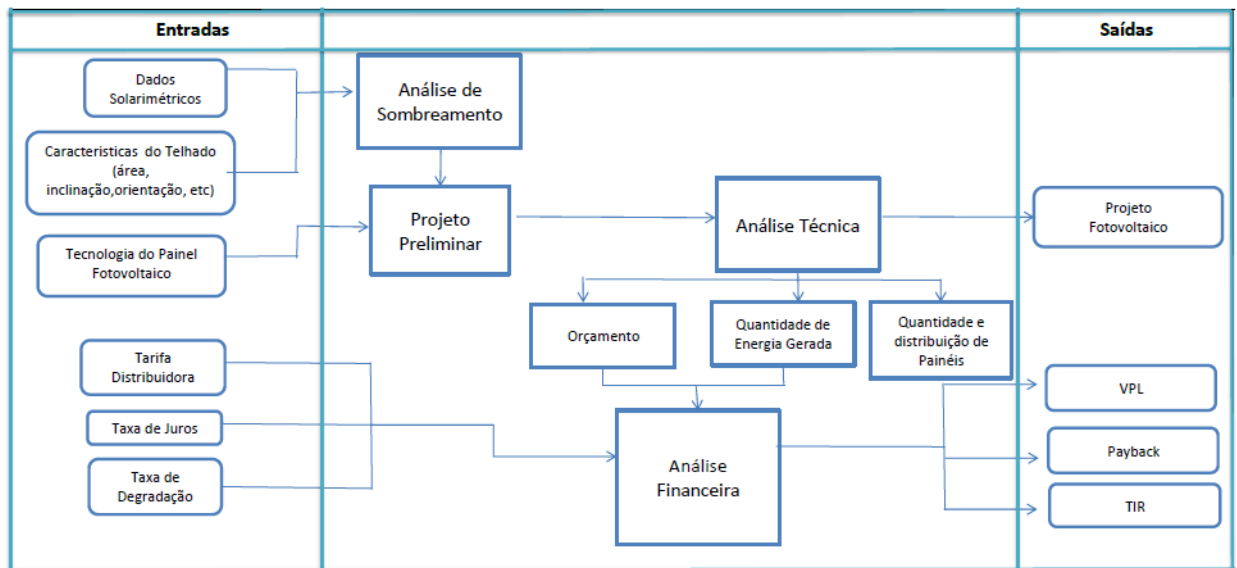


Figura 3.1 Fluxograma do método.

3.2 ANÁLISE TÉCNICA

3.2.1 Dados Solarimétricos

Um dos principais parâmetros que se deve levar em consideração quando se fala em energia solar fotovoltaica é a irradiação no local analisado, esse fator quantifica a intensidade da luz do sol recebida por unidade de área.

Para realização do projeto fotovoltaico utilizou o banco de dados meteorológicos da Meteonorm, disponível no software que auxiliou no projeto e dimensionamento do arranjo, PVSyst, E também o banco de dados CRESESB (2018) disponível no site da empresa.

3.2.2 Coleta de dados do local

3.2.2.1 Escolha da orientação do telhado

A orientação ideal para instalação dos painéis fotovoltaicos é aquela na qual os raios solares incidam na superfície painel durante todo o dia, aprimorando o aproveitamento da luz solar. Segundo Villalva (2015) a melhor forma de instalar um painel solar fixo é direcionar

sua face para o norte geográfico, para as localidades abaixo da linha do Equador, possuindo ângulo azimutal igual a zero indicando que o painel esta exatamente de frente ao sol.

Portanto, a escolha da superfície do sistema deve levar em conta a área disponível, o sombreamento, a orientação em relação ao norte geográfico e a inclinação em relação ao plano horizontal. Nesse estudo não contemplou os cálculos referentes à resistência da estrutura do telhado e o peso do sistema.

3.2.2.2 Modelagem tridimensional e Estudo de sombreamento

Após a identificação do telhado com os devidos parâmetros, com o auxílio do software computacional SketchUp, desenvolve-se um modelo tridimensional (3D) do prédio. A computação gráfica tridimensional é um recurso que assessora o estudo de sombreamento do local onde irá dispor os módulos fotovoltaicos.

O SketchUp possui previamente ferramentas capazes de realizar o estudo de sombreamento e também possui a opção de inserir os dados geográficos do local escolhido, indicando o norte geográfico. Ao inserir as coordenadas geográficas, pode-se simular o sombreamento para diversas horas, dias, meses e estações do ano dispondo da ferramenta *Shadows*, dessa forma estabelece a disposição do arranjo FV que apresenta o melhor desempenho do sistema.

3.2.2.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento dos dois sistemas FV, tanto do telhado (sistema 1) quanto para área visível (sistema 2), foi realizado utilizando o PVSyst utilizando como parâmetro determinante a área disponível. Nessa etapa deve-se considerar a escolha dos equipamentos utilizados, as perdas do sistema, a quantidade de módulos e inversores e a forma de conexão dos elementos do arranjo. A escolha dos principais componentes será fundamentada em uma relação de marcas e fornecedores, que são compatíveis com parâmetros pré-estabelecidos, dentre eles escolhe-se o que mais se adequa os critérios para realizar as simulações.

3.2.2.4 Distribuição dos painéis

A análise da distribuição dos painéis ocorre após efetuar o estudo de sombreamento, dimensionar o sistema, escolher a tecnologia e modelo dos módulos solares que serão empregados no projeto. Utilizando a extensão *Skellion* do SketchUp, pode-se simular diagramas de disposição dos painéis sobre o telhado.

O dimensionamento do sistema e a alocação dos módulos são etapas que estão interligadas, pois após dimensionar o sistema é importante averiguar a distribuição ótima dos módulos na área máxima. É necessário observar se todos os módulos conectados em série (*strings*) estão idealmente na mesma orientação, sem sombreamento e possuem a mesma extensão. Esses passos do projeto foram repetidos até que se chegasse ao melhor resultado possível para o sistema.

Questões estéticas, ação dos ventos e resistência do material devem ser levadas em consideração no estudo de distribuição dos painéis.

3.2.2.5 Projeto Elétrico

Estabelecidos os modelos dos painéis e dos inversores, da quantidade de *string* e painéis em paralelo, da tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e potência nominal resultante, deve-se então especificar os componentes elétricos restantes, como cabos e sistema de proteção.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) dispondo da norma NBR 5410:2004, que estabelece as condições suficientes para edifícios de baixa tensão, define dois métodos principais para determinação da seção reta do condutor, o método da capacidade de corrente e o método da queda de tensão (ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004b). Dentre os dois métodos deve-se aplicar o condutor que possui maior seção transversal, sendo sempre maior que $2,5 \text{ mm}^2$, e escolher o condutor com isolamento que resista a elevadas temperaturas já que a maioria dos métodos de instalação é ao ar livre.

No primeiro método, da capacidade de corrente, calcula-se a corrente de projeto corrigida do circuito levando em consideração fatores de correção, que dependem da temperatura, da disposição e agrupamento dos condutores, e do ambiente em que foram inseridos. Dispondo da corrente de projeto resultante podem-se consultar as tabelas 36 a 39 disponíveis na NBR 5410 e obter a seção correspondente.

O método da queda de tensão dimensiona os condutores de acordo com a tensão limite entre os sistemas, que varia entre 1% e 4% para instalações de baixa tensão. Dispondo da Equação 3.1 pode-se obter a seção mínima do condutor S , para determinada instalação em corrente contínua (CEPEL/CRESESB, 2014).

$$S (mm^2) = \rho \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right) \times \frac{d (m) \times I(A)}{\Delta V (V)}, \quad (3.1)$$

No qual:

ρ – resistividade do material do condutor;

d – distância total do condutor;

I – corrente que passa pelo condutor;

ΔV – queda de tensão tolerada pelo cabeamento para o trecho analisado.

Os dispositivos de proteção são disjuntores, fusíveis, e dispositivos de proteção contra surtos e chaves seccionadoras. As especificações devem ser baseadas e dimensionadas conforme a NBR 5410 levando em consideração os valores obtidos através do projeto fotovoltaico. Os diagramas elétricos podem ser desenvolvidos com o auxílio do software AutoCad, esse é a última etapa da análise técnica.

A ligação dos inversores a rede elétrica deve-se seguir as especificações de conexão e acesso a estrutura de distribuição presentes no módulo 3 do PRODIST da ANEEL da mesma forma que as normas da distribuidora de energia local.

3.3 ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica dos sistemas projetados é essencial para explorar a viabilidade do mesmo, com a finalidade de compará-los. Com o auxílio do programa Excel se desenvolverá o estudo financeiro e a análise econômica.

A partir dos resultados obtidos na análise técnica estabeleceu-se um orçamento para o projeto definitivo, levando em consideração o custo de instalação (CAPEX) e o custo de operação (OPEX). Com esses dados, elabora-se o fluxo de caixa, para cada sistema individual e um geral, do ano de instalação até o ano de vida útil do painel, adotado como 25 anos para os painéis, com eficiência superior a 80%, considerando todas as receitas e débitos ao longo do tempo de produtividade.

Com suporte do fluxo de caixa, inicia-se a análise econômica utilizando indicadores de desempenho econômico tais como valor presente líquido (VPL), tempo de retorno descontado

(*payback* descontado), taxa interna de retorno (TIR), todos referenciados no mesmo período temporal, para isso deve-se usar a taxa juros apropriada.

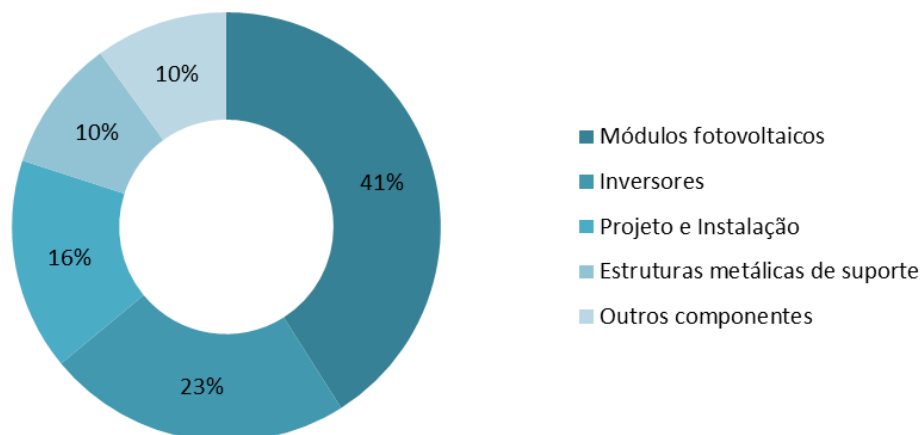
Dado que existem múltiplos fatores mutáveis com o tempo, estuda-se a influência destes no investimento e retorno ao realizar um estudo de sensibilidade, no qual se alteram valores dos dados de entrada (investimento inicial, taxa de juros, degradação dos painéis, tarifa de energia em relação à inflação) com o intuito de comparar com os indicadores anteriormente citados.

3.3.1 Investimento Inicial

O investimento inicial para instalação de um SFV depende da sua potência nominal e da qualidade da tecnologia dos produtos utilizados. Além de ser composto pelo preço final dos principais componente do SFV, módulos e inversores, é preciso incluir também os custos com estruturas de suporte e de conexão, cabeamento, elementos de proteção do sistema e os custos gerais de montagem e instalação.

Uma pesquisa de mercado foi feita para definir o preço médio dos módulos e inversores fotovoltaico. O levantamento de preço se deu com diversos fornecedores, nacionais e internacionais, por equipamentos com particularidades técnicas equivalentes aos selecionados no dimensionamento do arranjo.

O custo dos demais componentes que englobam o investimento inicial, eles são as estruturas de suporte, sistema de proteção do arranjo (*string box*), cabeamento e componentes de conexão, projeto e instalação do sistema, foi estimado de acordo com o pesquisa feita pelo Instituto Ideal (2017) para composição do custo total de um SFV (Fig. 3.2).



Fonte: Instituto Ideal, 2017 (adaptado).

Figura 3.2 *Composição do custo total da instalação de um sistema fotovoltaico.*

Para finalizar o orçamento, é importante estimar o valor investido com operação e manutenção (OPEX). Uma estimativa comum para esse parâmetro é considerar o custo anual de operação como 1% do custo de investimento do sistema (CAPEX) (ABINEE, 2012).

3.3.2 Composição do Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é composto do investimento inicial, das fontes de receita anuais e despesas periódicas, além das trocas de equipamentos ocasionalmente durante a vida útil do sistema. Para desenvolvê-lo é necessário definir alguns parâmetros importantes, além do tempo de vida útil, a taxa de juros e o aumento percentual da tarifa energética.

As despesas anuais são compostas do OPEX referente ao sistema. Para regular a redução da geração de energia por conta da degradação dos painéis é necessário realizar periodicamente uma limpeza nos mesmos, pois a poeira e sujeira que se acumulam na superfície possuem uma significativa parte na degradação do seu funcionamento. Também estão inclusos, nos custos de operação e manutenção, as caixas de conexão, fusíveis e disjuntores deteriorados, além das eventuais trocas de cabos.

Deve-se levar em consideração uma segunda despesa, causada pela troca dos inversores já que estes possuem uma vida útil menor que os painéis fotovoltaicos, variando entre 10 e 15 anos.

A receita anual é resultado do custo da energia produzida a partir do SFV, pois se optou por levar em consideração a máxima produção de energia ofertada pelo FV instalado, como anteriormente mencionado.

Destaca-se que não foi adotada no fluxo de caixa taxa de inflação, de modo que, como ela atua sobre todos os valores do fluxo de caixa que se distribuem ao longo do tempo, extingui-la não influencia na análise econômica, além de simplificar os cálculos. O valor da tarifa não depende da inflação e afeta apenas o valor da receita, por isso sofre apenas o reajuste aplicado pela concessionária.

3.3.3 Valor Presente

Valor presente possibilita contabilizar o valor atual de um fluxo de caixa que ocorrerá futuramente, com esse indicador é possível fazer comparações entre valores, entradas e saídas de caixa, em períodos diferentes tendo como base o tempo presente.

Segundo Camargo (1998), o valor presente é definido pela Equação 3.2.

$$VP = \frac{VF}{(1 + i)^n}, \quad (3.2)$$

Sendo:

VP: Valor Presente;

VF: Valor Futuro;

i: Taxa de Juros;

n: Período.

O fator mais difícil de ser determinado é a taxa de juros a ser considerada. Com o intuito de viabilizar uma alternativa plausível, toma-se como base uma taxa mínima de atratividade que no caso é a taxa de juros cobrada pelo banco. É calculada a partir da meta de inflação para o primeiro ano seguinte ao primeiro mês de vigência da taxa e do prêmio de risco, tem período de validade de um trimestre sendo divulgada pelo Banco Central do Brasil (BNDES, 2018). Segundo Rodrigues (2015) a taxa de juros de longo prazo (TJLP) é a mais

indicada para esse tipo de investimento, pois retrata o custo básico dos financiamentos para investimento de infraestrutura do BNDES.

3.3.4 Taxa de Longo Prazo (TLP)

A taxa de juros de longo prazo foi instituída em 1994 pela medida provisória nº 684, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. Desde 2018 a taxa foi substituída por taxa de longo prazo (TLP) e é um parâmetro de grande importância para realização da análise financeira. Ela compõe a taxa de juros final em conjunto com as remunerações do BNDES e dos bancos repassadores e a taxa de risco de crédito do cliente (BNDES, 2018).

A Tabela 3.1 apresenta a composição da TLP, em porcentagem, ao ano (a.a.).

Tabela 3.1 *Evolução da Taxa de Longo Prazo (%)*.

MÊS	TLP-PRÉ	IPCA	TLP FINAL
Mês da assinatura do contrato	Definida pelo Banco Central	Projeção do IPCA para 12 meses após o mês correspondente	Valor da TLP projetada para 12 meses após o mês correspondente
mai/18	2,55% a.a.	4,06% a.a.	6,71% a.a.
abr/18	2,62% a.a.	3,84% a.a.	6,56% a.a.
mar/18	2,71% a.a.	3,93% a.a.	6,75% a.a.
fev/18	2,74% a.a.	3,95% a.a.	6,80% a.a.
jan/18	2,70% a.a.	3,77% a.a.	6,57% a.a.

Fonte: (BNDES, 2018).

3.3.5 Valor Presente Líquido (VPL)

O cálculo do valor presente líquido é uma das formas de se comparar alternativas. Usando o fluxo de caixa, todos os valores devem ser referenciados para o tempo presente

dessa forma é possível calculá-lo a diferença entre receitas e desembolsos (CAMARGO, 1998). Na prática pode ser definido conforme a Equação (3.3).

$$VPL(i) = \sum_{k=0}^n \frac{(R_k - D_k)}{(1+i)^k}, \quad (3.3)$$

Em que:

VPL (i): Valor presente líquido a uma taxa i;

R_k : Receita no k-ésimo período;

D_k : Despesa no k-ésimo período;

i: Taxa de juros;

k: período;

n: número total de anos da vida útil do projeto.

De modo geral, o valor presente acumulado positivo, no investimento analisado, indica que o investimento é viável, caso contrário não há viabilidade na aplicação do capital. Porém, em alguns casos, mesmo quando o VPL apresenta valor negativo ele pode ser praticável por questões ambientais. Comparando o VPL de dois projetos distintos, o que apresenta o maior VPL, ou o menos negativo, é o de maior proveito.

3.3.6 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Conforme explica Camargo (1998) a taxa interna de retorno, por definição, é aquela taxa de juros que zera o valor presente líquido, ou seja, aquela que iguala o valor presente do investimento ao restante do fluxo de caixa referenciado ao tempo corrente.

A TIR não pode ser obtida de forma algébrica, é necessária a realização de uma série de iterações para obter seu valor. Assim como na obtenção dos demais parâmetros, a TIR foi calculada usando recursos disponíveis no Excel.

Quanto maior a TIR, melhor será o investimento, do mesmo modo que o VPL, pois é necessário que a taxa de juros aumente para tornar nulo o investimento. Nesse caso TIR igual à zero indica uma taxa de juros que iguala a TLP.

3.3.7 Payback Descontado

Payback é a técnica mais simples de comparar investimentos, por isso é a mais utilizada. Consiste em determinar o tempo em que um investimento levaria para ficar maior que o valor investido, não leva em consideração nem os juros nem os rendimentos após o ressarcimento do capital investido (CAMARGO, 1998). Este método leva em conta a temporalidade do dinheiro, o que o difere do *payback* simples.

3.4 MATERIAIS UTILIZADOS

Os materiais utilizados abrangem os programas computacionais empregados para a análise do estudo de caso. Para análise técnica foram utilizados os *softwares* SkechUp, PVsyst e AutoCAD. Já para análise econômica utilizou-se recursos Excel.

3.4.1 SkechUp

O SkechUp é um software de desenho assistido por computador que permite a criação de esboços a projetos tridimensionais. Possui interface amigável ao usuário.

Possui o recurso de importação de projetos 2D do AutoCAD para desenvolver projetos 3D, além de apresentar a possibilidade de inserir uma localização real ao desenho criado. Também dispõe de uma ferramenta que permite simular a distribuição das sombras conforme a trajetória do Sol.

Uma diferente função deste é a importação de extensões e ferramentas adicionais que auxiliam em tornar o resultado final mais realista. Para a simulação do SFV utilizou-se a extensão *Skelion* o qual permite a inserção de painéis solares em qualquer face do prédio projetado auxiliando na disposição dos painéis, propondo uma configuração que ofereça o melhor proveito da área.

3.4.2 AutoCAD

O software AutoCAD foi utilizado para produzir os diagramas elétricos que demonstra a forma de conexão entre os componentes do sistema tal como o dimensionamento de dispositivos de proteção e cabos.

3.4.3 Excel

Adotou o uso do programa Excel para a elaboração do fluxo de caixa e consequentemente a análise de viabilidade econômica.

Utilizaram-se algumas funções algébricas simples e funções financeiras, já existentes na biblioteca do software, para determinação dos indicadores financeiros usados para calcular os valores de VPL, TIR, *payback* descontado.

Os dados reunidos foram dispostos em tabelas ou gráficos programados a partir de recursos do próprio software, possibilitando as comparações entre os valores.

3.4.4 PVsyst

O programa PVsyst, na sua versão mais atual, 6.6.8 ,foi selecionado para dimensionar os arranjos FV e obter dados de produção do sistemas estudados.

Além da sua funcionalidade básica, simulação de sistemas fotovoltaicos, apresenta um banco de dados meteorológicos, possibilita realizar estudo de perdas por simulação e gera, no final, relatórios com detalhes dos resultados.

O PVsyst possui entradas que especificam as diversas perdas que podem existir no sistema, carrega valores pré-definidos pelo programa, mas o usuário tem a possibilidade de altera-los. A determinação das perdas deve ser feita com cautela, pois estimar de forma equivocada pode desencadear uma série de fatores negativos para o sistema.

As perdas seguintes perdas são abordadas pelo programa:

- Perdas Térmicas: pode ser definida por diversos fatores, no caso do programa utilizado é representada pela condutividade térmica U [W/mK].

$$U = U_c + U_v \cdot v , \quad (3.4)$$

U_c : componente constante;

U_v : componente proporcional à velocidade do vento;

v : velocidade do vento.

De acordo com Duarte (2016) existe pouca precisão nos valores de velocidade do vento, por isso e em conformidade com o PVsyst, adota-se U_v igual a zero e U_c sujeito a disposição dos módulos, seguindo as especificações da Tabela (3.2).

Tabela 3.2 *Coeficiente de perdas térmicas.*

U_c [W/m ² .K]	Tipo de instalação
29	Livre circulação de ar
20	Semi-integrados à uma construção com duto de ar na parte traseira.
15	Integrados à construção com isolamento na parte de trás.

Fonte: (DUARTE, 2016).

- Perdas ôhmicas: relacionadas à queda de tensão tanto na conexão entre painéis e inversores (lado CC) quanto na conexão entre inversores e rede elétrica (lado CA). Para o lado CC é padrão adotar 1,5%, de acordo com o PVsyst. A perda no cabeamento CA é calculada inserindo o comprimento e a seção transversal do cabo.
- Qualidade dos módulos: perdas referentes às especificações de eficiência dos painéis, o projetista tem a liberdade de determiná-las de acordo com a confiabilidade do fabricante escolhido. O PVsyst padroniza no nível de 0,5%.
- Degradação pela Luz (LID): essa perda é relativa à queda de desempenho do módulo durante as primeiras horas de exposição ao sol, costuma estar entre 1% e 3% (THEVENARD et al, 2010). O programa utiliza 2% como valor padrão.
- Incompatibilidade: perda referente à diferença entre os parâmetros elétricos básicos de cada módulo, que pode ser resultado do processo de fabricação dos módulos. Em sistemas com MPPT são recomendados 2% de perda pelo programa.

- Acúmulo de Sujeira: essas perdas estão diretamente relacionadas com as condições climáticas do local e do nível de poluição presente no mesmo, também com a conservação de limpeza que é fornecida ao sistema. Segundo GSES (2015) os valores típicos adotados para esse parâmetro são de 5% para locais com chuvas regulares e 10% para locais com clima seco.
- Modificação do ângulo de incidência (IAM): as células solares, que compõem o módulo fotovoltaico, notam os raios solares com angulação alterada quando comparada com o próprio módulo por causa das camadas protetoras existe entre eles. Determina um novo ângulo de incidência com o intuito de corrigir essa alteração.

Em relação às perdas consideradas nas simulações, foram utilizados os mesmos valores para os sistemas:

- Térmicas: aderiu-se $U_c = 29 \text{ W/m}^2$, em concordância com as especificações padrões;
- Ôhmicas: adotou-se o valor padrão de 1,5% recomendado pelo PVsyst;
- Qualidade dos módulos: percentual de 0,5% correspondente ao padrão do PVsyst;
- LID: adotou-se o valor padrão de 2% recomendado pelo PVsyst;
- Incompatibilidade: admitiu-se o valor padrão de 1% recomendado pelo PVsyst;
- Acúmulo de sujeira: o local escolhido apresenta clima seco, mas adotou o valor 5% para essa perda considerando a manutenção e limpeza periódica dos painéis.

3.4.5 Taxa de degradação dos painéis

A degradação dos painéis fotovoltaicos é resultado da exposição dos mesmos a condições climáticas diversas danificando, por consequência, as células presentes e reduzindo a eficiência, sendo interessante o seu monitoramento, pois influencia na potência de saída resultando em um menor retorno financeiro do investimento.

A degradação da potência de módulos fotovoltaicos de silício cristalino em campo é entre 0,5% e 1,0% por ano (CEPEL/CRESESB, 2014).

Com base no estudo da ABINEE (2012) uma taxa de degradação dos painéis de 0,75% ao ano será utilizada, para um projeto com tempo de vida útil de 25 anos.

3.4.6 Tarifa de energia

Definida pelo órgão responsável pela regulação dos serviços de energia elétrica no Brasil (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL) a tarifa visa garantir receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para ampliar a capacidade do sistema (ANEEL, 2017a).

A tarifa é composta considerando os seguintes aspectos: a energia gerada, encargos setoriais, sistema de transmissão e distribuição. Desde 2004 o valor da energia obtida pelas distribuidoras passou a ser estabelecida também por leilões públicos, reduzindo os preços por conta da competitividade (ANEEL, 2017a).

O sistema de bandeiras tarifárias passou a ser integrado à conta de energia a partir de 2015, indicando ao consumidor o custo real da energia. As cores das bandeiras fazem relação ao custo, menor ou maior, da energia em função das condições de geração (ANEEL, 2017b).

Na Tabela 3.3 estão detalhados os tipos de bandeiras tarifárias e suas características.

Tabela 3.3 *Modalidades do sistema de tarifa de energia.*

Bandeira Verde	Condições favoráveis de geração de energia.	
	Não sofre nenhum acréscimo.	
Bandeira Amarela	Condições de geração menos favoráveis.	
	Acréscimo de R\$ 0,010/ kWh consumidos.	
Bandeira Vermelha	Tipo 1	Condições mais custosas de geração.
		Acréscimo de R\$ 0,030/kWh consumido.
	Tipo2	Condições ainda mais custosas de geração.
		Acréscimo de R\$ 0,050/kWh consumido.

Fonte: *Elaboração própria com base em ANEEL (2017b).*

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos do projeto técnico e do estudo de viabilidade econômica para fábrica de reciclagem seguindo a estrutura das etapas expressa no Capítulo 3, bem como as observações pertinentes. Além do mais, será apresentada uma análise da sensibilidade econômica do projeto desenvolvido a partir da variação dos principais parâmetros.

4.1 MODELAGEM TRIDIMENSIONAL

Tendo posse da planta da cobertura da fábrica de reciclagem, apresentada na seção 2.9, e utilizando o software SkechUp, mencionada na subseção 4.2.1, realizou-se uma modelagem tridimensional do edifício para uma melhor percepção do estudo em questão (Fig. 4.1).

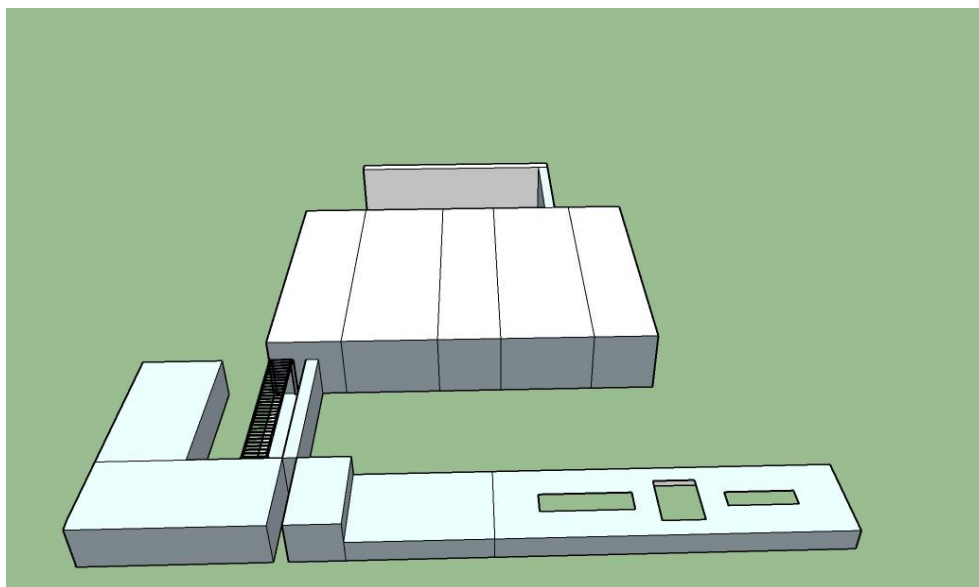


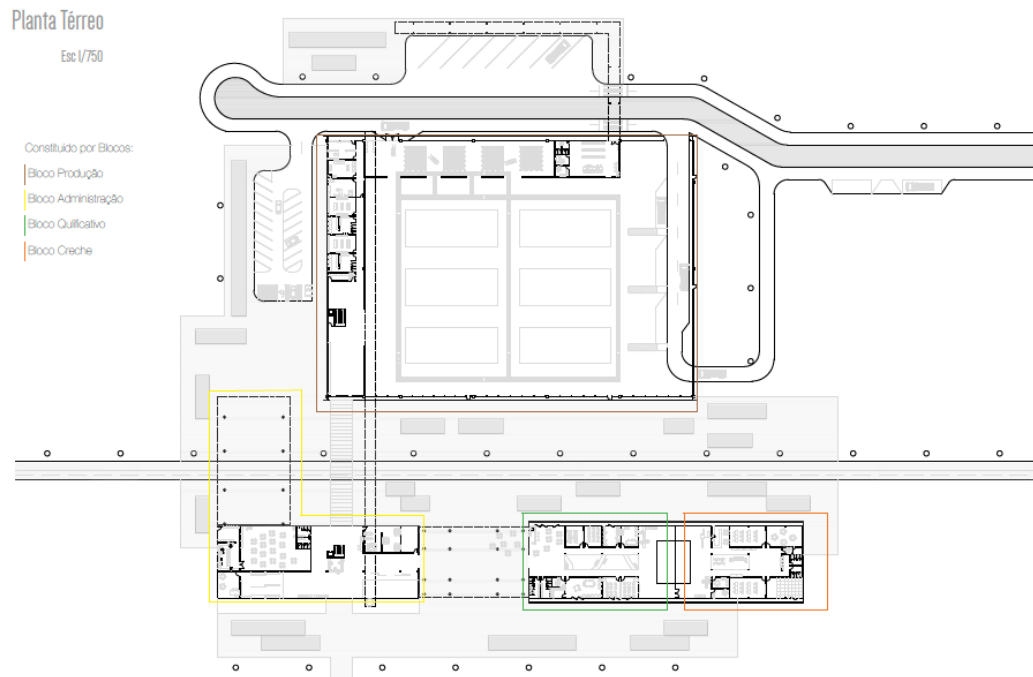
Figura 4.1 *Modelagem tridimensional do edifício da fábrica de reciclagem da Estrutural.*

4.2 ESCOLHA DO LOCAL

O local para instalação do sistema FV foi definido levando em consideração a viabilidade de instalação.

No antigo aterro Jockey, área da deposição de lixo propriamente dita, é inviável a imediata execução do projeto por conta da instabilidade, ainda presente, do solo, o qual

necessita de estudos complementares de geologia. Tendo em vista essa situação e tomando como base o projeto RECICLE (VIANA, 2016), selecionou-se o telhado do bloco produção da fábrica de reciclagem para o sistema principal, ou sistema 1, maior produtor de energia (Fig. 4.2).



Fonte: VIANA, 2016.

Figura 4.2 *Planta Térreo da fábrica de reciclagem da Estrutural.*

No estudo em questão o telhado não está totalmente direcionado para o norte geográfico. Utilizando o Google Earth e a localização da fábrica, com latitude de 15°46'31,3'' Sul e longitude de 47°59'31,0'' Oeste, observa-se que o telhado está direcionado para o noroeste. O ângulo azimutal foi calculado usando como recurso a carta solar para latitude de 16° ao Sul (aproximadamente a latitude de Brasília) resultando em 300° (- 60° leste) e a área total do telhado de aproximadamente 3.735 m². A Figura 4.3(a) detalha a localização do terreno e a 4.3 (b) mostra a disposição da construção no terreno.

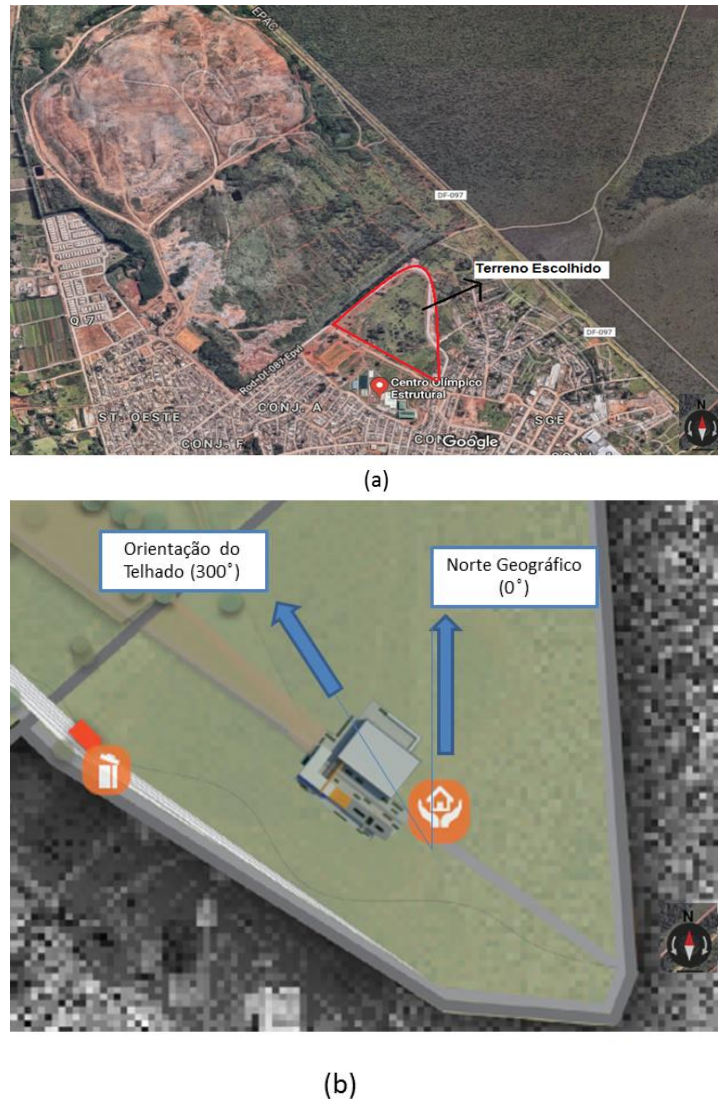


Figura 4.3 (a) Localização do terreno escolhido para fábrica RECICLE, (b) Disposição do prédio no terreno escolhido com a devida orientação.

Levando em consideração provocar uma conscientização ambiental, projetou-se outro sistema com visibilidade visual aos frequentadores do complexo da fábrica denominado como sistema 2. Para tal fez-se um estudo de sombreamento do local e após análises optou-se por instalar o SFV no pergolado, localizado na parte mais movimentada, apesar de não ser o local que potencializa a produção de energia, é o que melhor atende todos os critérios propostos.

4.3 ESTUDO DE SOMBREAMENTO

Através das informações de localização geográfica e do ângulo azimutal, o SketchUp foi utilizado para simular o sombreamento no prédio durante todo o ano.

Nas Figuras 4.4, 4.5 e 4.6 estão representadas as sombras projetadas pelo sol sobre o edifício em diferentes estações do ano e horários do dia.

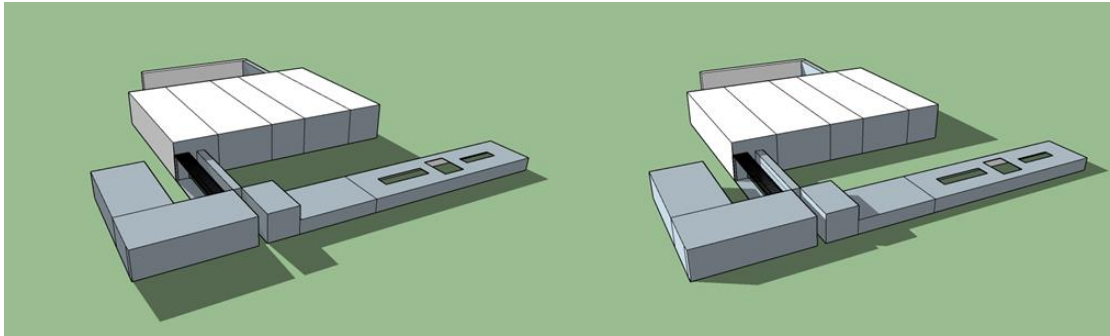


Figura 4.4 *Sombreamento às 9:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita).*

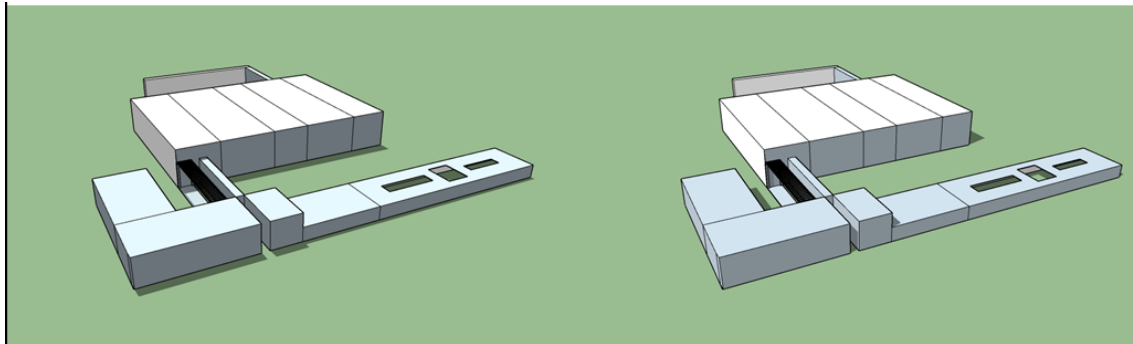


Figura 4.5 *Sombreamento às 12:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita).*

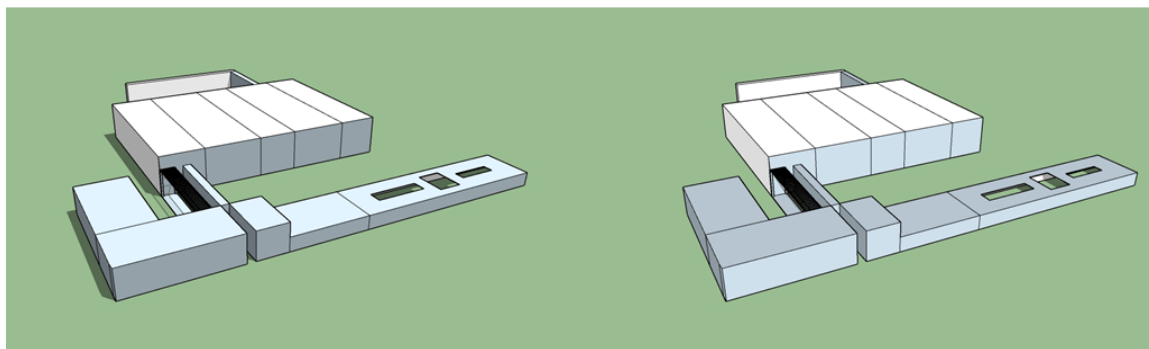


Figura 4.6 *Sombreamento às 15:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita).*

A partir das figuras 4.4, 4.5 e 4.6 observa-se que no telhado não há sombreamento ao longo do ano, porém o pergolado requer uma análise de sombreamento mais detalhada. As Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 detalham os panoramas de sombras sobre o pergolado.

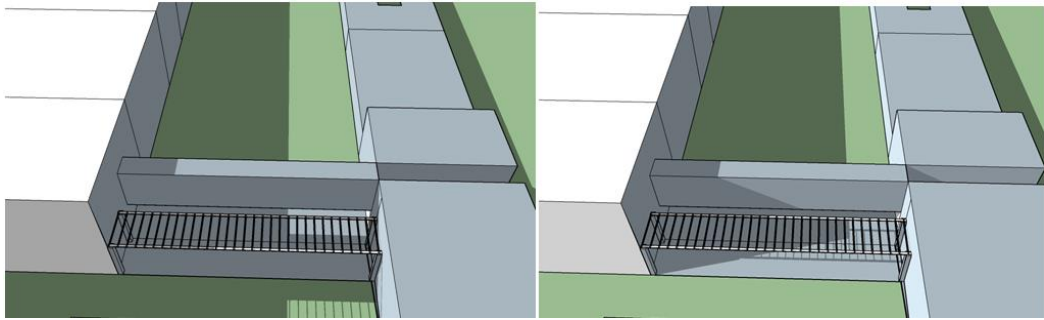


Figura 4.7 Sombreamento às 9:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita) sobre o pergolado.

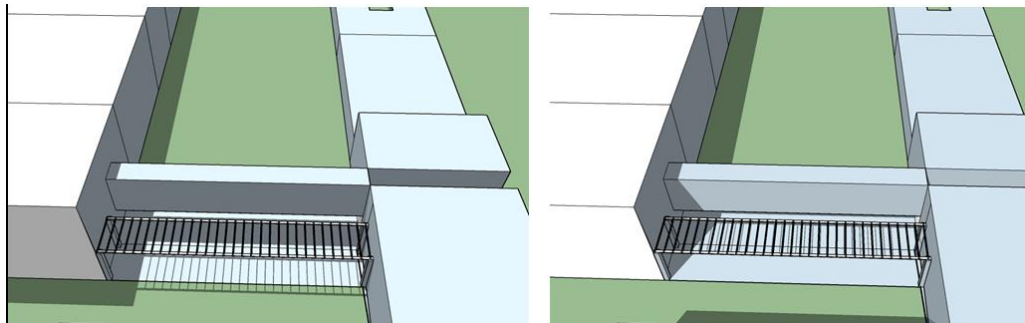


Figura 4.8 Sombreamento às 12:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita) sobre o pergolado.

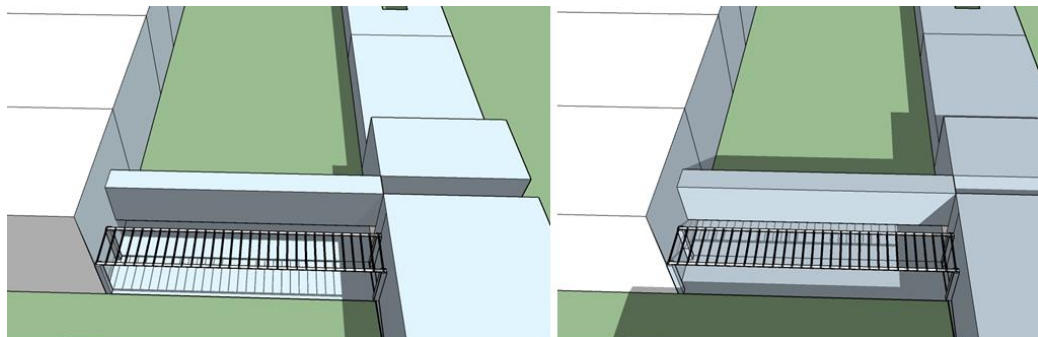


Figura 4.9 Sombreamento às 15:00 em Janeiro (esquerda) e Julho (direita) sobre o pergolado.

Após a análise da simulação de sombreamento no prédio e no pergolado, em detalhe, nota-se nos meses durante o período de verão são aqueles com maior incidência de sombra sobre o pergolado, além disso, é possível identificar que nas extremidades do mesmo o sombreamento é constante. No cenário mais crítico do ano o pergolado fica sombreado até 11h30min. Esse sombreamento demasiado deve ser ponderado com cautela para confirmar a viabilidade do projeto.

Tabela 4.1 *Parâmetros delimitadores para seleção dos módulos fotovoltaicos.*

Classificação Energética	A
Eficiência Energética (%)	> 16
Potência	Entre 260 W e 265 W
Material	Silício Policristalino

De posse da tabela de módulos fotovoltaicos (Tab. 4.2), que possuem selo do INMETRO, realizou uma triagem de todos os módulos que satisfaziam essa especificação básica, simulando um processo de licitação e facilitando a escolha do cliente. Para realização da simulação do SFV para o telhado, do presente trabalho, escolheu o módulo de 265 W fabricado pela *Canadian Solar*, modelo CS6K-265P, que diferencia do relacionado pelo INMETRO somente pela eficiência, mas ainda assim possui um valor aceitável. Essa escolha se deu por conta da confiabilidade da marca ao mercado, além de possuir um nível elevado de eficiência energética.

Tabela 4.2 *Painéis com selo INMETRO que satisfazem os parâmetros predeterminados.*

Painéis - INMETRO						
Empresa	Marca	Modelo	Material	Potência (W)	Eficiência (%)	Classificação Energética
CANADIAN SOLAR BRASIL SERVICOS DE CONSULTORIA EM ENERGIA SOLAR LTDA	CANADIAN	CS6P-265P	Si-Poly	265	16,5	A
W M LAUDISIO JUNIOR-ME	SUNTECH	STP-260/20-Wem	Si-Poly	260	16	A
W M LAUDISIO JUNIOR-ME	SUNTECH	STP-265/20-Wem	Si-Poly	265	16,3	A
W M LAUDISIO JUNIOR-ME	TRINA SOLAR	TSM 265PD05	Si-Poly	265	16,2	A
W M LAUDISIO JUNIOR-ME	TRINA SOLAR	TSM 265PEG05	Si-Poly	265	16,1	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL S.A.	YINGLI SOLAR	YL260P-29b	Si-Poly	260	16	A
YINGLI GREEN ENERGY DO BRASIL S.A.	YINGLI SOLAR	YL265P-29b	Si-Poly	265	16,3	A

Fonte: (INMETRO, 2017) adaptado.

A Tabela 4.3 apresenta as especificações, fornecidas pelo fabricante, do módulo FV escolhido nas condições padrão de teste (*Standard Test Conditions* - STC) considerando que o módulo submetido a uma radiação de 1000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar (AM) de 1,5.

Tabela 4.3 *Dados do módulo CS6K-265P.*

Propriedade	Valor
Eficiência nominal	16,19%
Potência máxima (P_{max})	265 W
Tensão na máxima potência (V_{mp})	30,6 V
Corrente na máxima potência (I_{mp})	8,66 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,7 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	9,23 A
Dimensões	1650x992x40 mm
Massa	18,2 kg
NOCT	45±2 °C

No caso do SFV para o pergolado, como o objetivo é utilizar painel integrado à edificação (BIPV), o processo de escolha se desenvolveu de forma diferente. Painéis BIPV são novos no mercado e ainda não estão disponíveis pela maioria dos fabricantes. Deseja-se que o painel seja semitransparente dando a possibilidade de absorção da luz, tanto direta quanto difusa, nos dois lados do painel pelo fato do local a ser instalado não apresentar as melhores condições. Tomando esse fator como limitador fez-se uma pesquisa de mercado para identificar os painéis e fornecedores que apresentavam esse tipo de tecnologia. Dentre os poucos disponíveis escolheu-se o fabricante LG Eletronics, por conta da sua receptividade no mercado e pelo custo-benefício. Na simulação empregou-se módulo de silício monocristalino, bifacial, 390 W, da linha LG NeON e contempla os padrões internacionais de certificação.

Tabela 4.4 *Dados do módulo LG385N2T – A5.*

Propriedade	Valor	Ganho Bifacial			
		5%	10%	20%	30%
Eficiência nominal	18,25%	-	-	-	-
Potência máxima (P_{max})	385 W	404	424	462	501
Tensão na máxima potência (V_{mp})	41,0 V	41,0	41,0	41,1	41,1
Corrente na máxima potência (I_{mp})	9,40 A	9,86	10,34	11,24	12,19
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	49,1 V	49,1 V	49,1 V	49,2 V	49,2 V
Corrente de curto circuito (I_{sc})	10,11 A	10,61 A	11,12 A	12,10 A	13,12 A
Dimensões	2064x1024x40 mm	-	-	-	-
Massa	22,0 kg	-	-	-	-
NOCT	45 ± 3 °C	-	-	-	-

Ambos os módulos possuem um tempo de vida esperado de 25 anos e operam com uma temperatura nominal de 45 °C, que se adapta perfeitamente às condições climáticas de Brasília.

Realizou-se um levantamento de preço, a partir de uma pesquisa de mercado com fornecedores nacionais e internacionais, para os painéis fotovoltaicos utilizados em ambos os

sistemas (Tab 4.5). Utilizou painéis FV que apresentavam característica e especificações o mais parecido com os definidos.

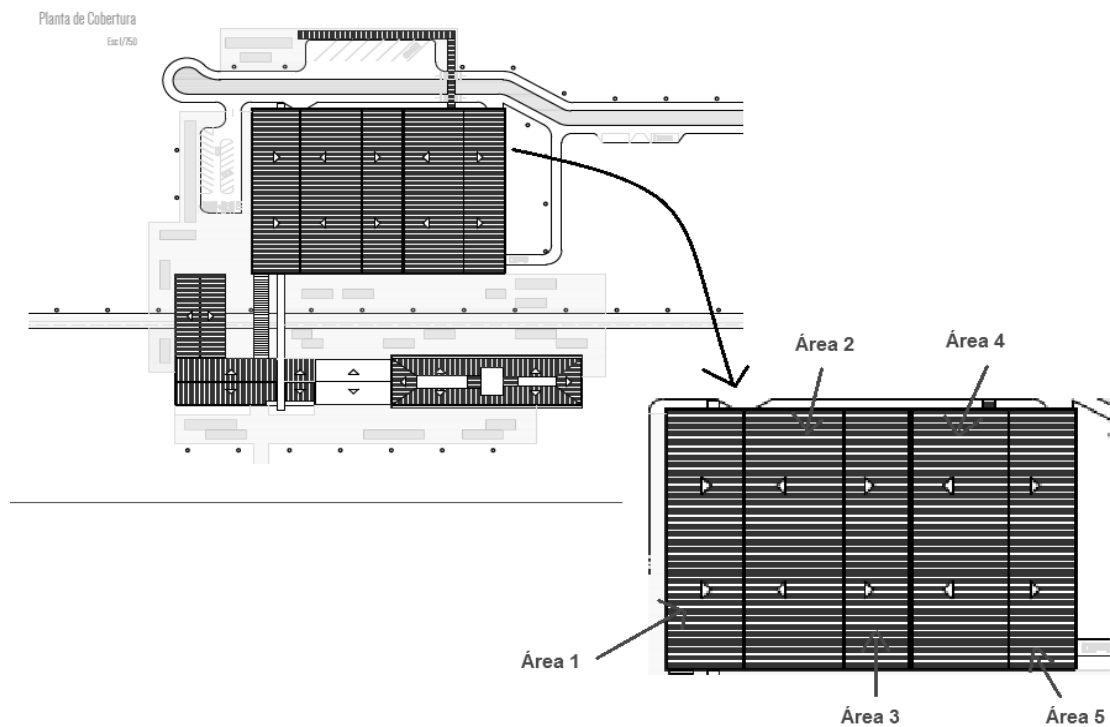
Tabela 4.5 *Levantamento de preços módulos FV.*

Equipamento	Fabricante	Fonte	Preço	Cotação do Dólar (06/05/2018)	Preço Final (R\$)	Média de preço
Módulo FV (265 W)	Canadian	MinhaCasaSolar	R\$ 589,00	-	R\$ 589,00	R\$ 726,93
	Canadian	NeoSolar	R\$ 649,00	-	R\$ 649,00	
	Canadian	Whole Sale Solar	\$ 255,00	R\$ 3,53	R\$ 599,59	
	Canadian	GoGreenSolar	\$ 246,45	R\$ 3,53	R\$ 869,23	
	Globo Brasil	EnergyShop	R\$ 927,84	-	R\$ 927,84	
Módulo FV BIPV (385 W)	Talesun Solar	MinhaCasaSolar	R\$ 779,00	-	R\$ 779,00	R\$ 1.085,47
	Globo Brasil	NeoSolar	R\$ 1.104,88	-	R\$ 1.104,88	
	LG Eletronics	Whole sale solar	\$ 480,00	R\$ 3,53	R\$ 1.694,40	
	LONGI	Ecodirect	\$ 216,50	R\$ 3,53	R\$ 763,60	

4.6 DISTRIBUIÇÃO DOS PAINÉIS E EQUIPAMENTOS

Com o intuito de analisar a posição dos painéis FV no telhado dividiram-se as possíveis áreas para os arranjos de acordo com a Figura 4.11 e a Tabela 4.6.

Essas áreas foram definidas com o intuito de projetar arranjos FV menores e de tamanhos similares, por serem de tamanho reduzido terão um custo de instalação menor. Possibilitando a instalação dos mesmos de forma separada, caso o cliente tenha um orçamento limitado para investir em sistemas desse tipo.



Fonte: VIANA, 2016 (adaptado).

Figura 4.11 Em detalhe, telhado do bloco produção da fábrica de reciclagem e dividido em áreas.

Tabela 4.6 Classificação das áreas aptas para instalação do arranjo FV.

Bloco	Área (m ²)	Inclinação	Azimute
Pergolado	119,5	0º	0º
Área 1	707,2	17º	60,3º
Área 2	916	17º	60,3º
Área 3	602,4	17º	60,3º
Área 4	897,3	17º	60,3º
Área 5	614	17º	60,3º
Área Total Telhado	3736,9	-	-
Área Total Edifício	3856,3	-	-

Esforçou-se ao máximo para ter arranjos com mesmo número de painéis em série e em paralelo, ao mesmo tempo em que deseja utilizar o máximo da área disponível. Uma das

divisões do telhado possui área disponível maior que as demais, área 2, por esse motivo contem quantidade maiores de painéis por arranjo, mas mantem a mesma proporção.

Tabela 4.7 *Quantidade de painéis por área para o arranjo no telhado.*

	<i>Quantidade de painéis</i>		<i>Quantidade Total por área</i>	<i>Potência Nominal (Wp)</i>
	Série	Paralelo		
Área 1	15	24	360	95.400
Área 2	16	28	448	118.720
Área 3	15	24	360	95.400
Área 4	15	24	360	95.400
Área 5	15	24	360	95.400
TOTAL	-	-	1888	500.320

Simulou-se a distribuição dos painéis fazendo uso das dimensões dos painéis escolhidos e da extensão SKELION, para SketchUp. A configuração seguiu o que foi proposto na seção 4.7, sistema para o telhado com ângulo azimutal de 0° e arranjo para o pergolado seguindo a orientação da construção (Fig 4.13).

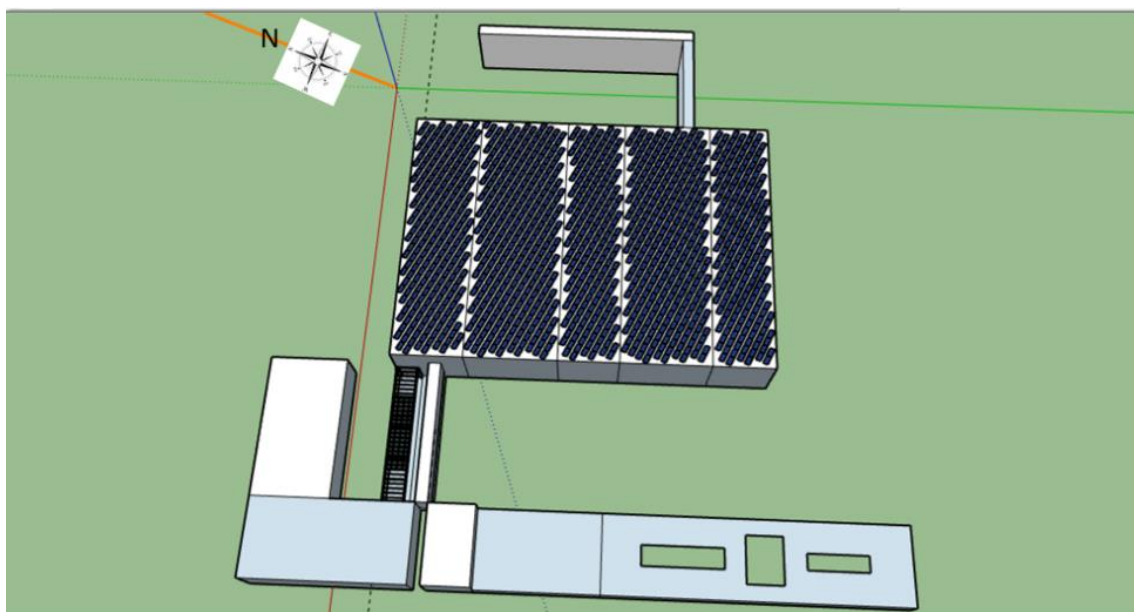


Figura 4.12 *Proposta de instalação dos painéis fotovoltaicos com ângulo azimutal 0°.*

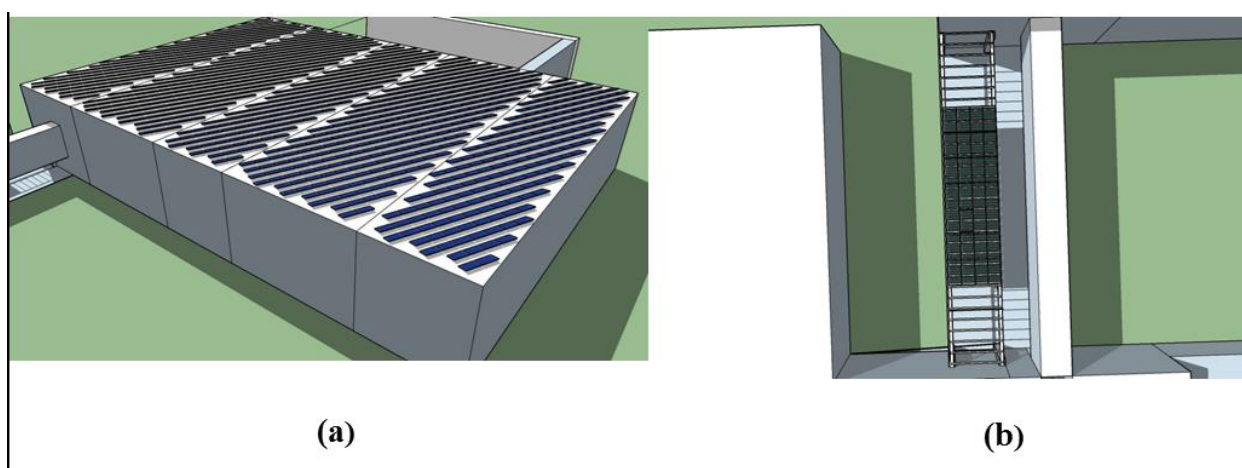


Figura 4.13 *Disposição dos painéis (a)Visão lateral do bloco de Produção, (b) Visão do Pergolado.*

4.7 ESCOLHA DOS INVERSORES

A seleção dos inversores iniciou-se levando em consideração os listados pelo INMETRO (2017), porém inversores de potência mais elevada ainda não foram contabilizados pelo INMETRO. Então, definiram-se como fatores delimitadores a confiabilidade e a eficiência do inversor.

Para ambos os sistemas escolheu inversores *grid-tie*, ou seja, que trabalham em sincronia com a rede elétrica. Além de optar por inversores descentralizados, apresentando como vantagem a possibilidade de existir arranjos FV independentes entre si evitando a interrupção de energia caso haja falha em um único inversor.

Alguns dos fatores determinantes para escolha do inversor, utilizado no sistema 1, foram a confiabilidade do fabricante e a flexibilidade na concepção do sistema.

No caso do arranjo FV para o telhado da fábrica utilizou-se o modelo Fronius Symo 15.0-3, potência de 15 kW, 2 MPPT, trifásico, adequado para rede 220 V/127 V, para uma frequência de 60 Hz. A Tabela 4.8 detalha os dados do inversor escolhido.

Tabela 4.8 *Especificações do inversor usado no arranjo do telhado.*

Característica de Entrada	
Tensão máxima de entrada	1000 V
Faixa de Tensão do MPP	350-800 V
Corrente máxima de entrada	50 A
Característica de Saída	
Potência nominal de saída	15000 VA
Frequência de saída	60 Hz
Corrente máxima de saída	41,6 A
Outras Características	
Eficiência máxima	97,3%
Fator de distorção	< 1,75 %
Temperatura de operação	- 40 °C ± 60 °C
Dimensões	511 x 724 x 227 mm
Massa	42 kg

Para o sistema FV no pergolado preferiu um do modelo Primo 5.0-1, monofásico, 5 kW, sem transformador, dispõe de 2 otimizadores MPPT. A escolha desse modelo se deu pelo fato de ser um inversor versátil já que a faixa de operação dos seus otimizadores é mais abrangente ao se comparar com modelos da mesma classe, além de possuir uma série de configurações integradas. Na Tabela 4.9 estão as especificações desse tipo de inversor.

Tabela 4.9 Especificações do inversor usado no arranjo do pergolado.

Característica de Entrada	
Tensão máxima de entrada	1000 V
Faixa de Tensão do MPP	80-800 V
Corrente máxima de entrada	18 A
Característica de Saída	
Potência nominal de saída (P_{ca})	5000 VA
Frequência de saída	50/60 Hz
Corrente máxima de saída	21,7 A
Outras Características	
Eficiência máxima	98,1%
Fator de distorção	< 5 %
Temperatura de operação	- 40 °C ± 60 °C
Dimensões	645 x 431 x 204 mm
Massa	21,5 kg

O fator de dimensionamento (FDI) de cada inversor foi calculado para confirmar a devida adequação para o projeto, é desejável que seja maior que 0,8. No arranjo FV para o telhado considerando o pior caso, 448 painéis, obteve um FDI de 0,88 acima do fator limitante. O sistema para o pergolado obteve um FDI de 0,93.

A Tabela 4.10 apresenta a estimativa de preço para inversores com característica o mais similar possível dos escolhidos nas simulações.

Tabela 4.10 *Levantamento de preços inversores FV.*

Equipamento	Fabricante	Fonte	Preço	Cotação do Dólar (06/05/2018)	Preço Final (R\$)	Média de preço
Inversor (15 kW)	Fronius	MinhaCasaSolar	R\$ 22.399,00	-	R\$ 22.399,00	R\$ 20.259,33
	Fronius	NeoSolar	R\$ 20.390,00	-	R\$ 20.390,00	
	Fronius	EnergyShop	R\$ 17.989,00	-	R\$ 17.989,00	
Inversor (5 kW)	Fronius	MinhaCasaSolar	R\$ 8.900,00	-	R\$ 8.900,00	R\$ 9.534,52
	Fronius	NeoSolar	R\$ 10.290,00	-	R\$ 10.290,00	
	Fronius	GoGreenSolar Eletric	\$ 2.669,00	R\$ 3,53	R\$ 9.413,56	

4.8 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ANUAL

A posição ótima para o telhado da fábrica de reciclagem é 0°, entretanto ele está na orientação 60° oeste. As duas opções são plausíveis, então é importante presumir a quantidade de geração de energia em cada caso para determinar a melhor opção.

Usou-se o programa PVsyst para simular a produção de energia, considerando duas orientações: ângulo azimutal zero, ou seja orientação para o norte geográfico, e 60°, isto é seguindo a orientação do telhado. Ambas as simulações foram realizadas usando o mesmo número de painéis, mesma inclinação, perdas semelhantes e componentes com mesma característica. Os dados utilizados estão referidos na Tabela 4.11. As perdas consideradas nas simulações foram previamente detalhadas na seção 3.4.4.

Tabela 4.11 *Parâmetros usados na simulação do sistema FV no telhado.*

Parâmetro	Fundamentação
Orientação	0° e 60° Oeste Examinar o comportamento com ângulo azimutal de 60° Oeste
Inclinação	17° Proximo a inclinação da latitude
Painel	Canadian CS6K - 265 P Receptível relação custo-benefício
Inversor	Fronius Symo 15.0-3 / 220 Receptível relação custo-benefício
Módulos em série	15 ou 16* Ajustamento tensão painel/inversor
Quantidade de strings	24 ou 28* Ajustamento corrente painel/inversor
Potência nominal DC	500,32 kWp Resultado das especificações preliminares.
* Utilizado na área 2	

Os resultados das simulações apresentam geração anual de energia elétrica para o sistema direcionado ao norte geográfico de 836,2 MWh/ano, caso seguisse a orientação de 60° a produção seria reduzida para 801 MWh/ano. A diferença entre a produção de energia anual das duas simulações é cerca de 4%, valor razoavelmente considerável. Portanto escolhe orientar os painéis na direção norte geográfico, para maximizar a produção de energia.

Como o prédio ainda está na fase de projeto sua demanda de energia elétrica ainda não é conhecida, sendo que o SFV pode gerar uma quantidade de energia superior que à demandada pelo prédio. A REN 482/2012 da ANEEL possibilita o processo de compensação de energia, não havendo perda da capacidade total gerada pelo gerador FV.

Para o sistema do pergolado a configuração adotada seguiu a orientação da construção, pois nesse caso a questão estética é determinante. Ainda assim realizaram-se simulações com o parâmetro de perda por sombreamento, um sem considerar essa perda e a outra levando em consideração. No caso em que se despreza o sombreamento a produção anual de energia é de 17,36 MWh/ano, com sombra durante parte do dia a geração cai para 10,61 MWh/ano representando cerca de 40% de perda de energia para esse sistema isolado.

Considerando um sistema geral, resultado da soma da produção do sistema FV para o telhado e para o pergolado, a perda por sombreamento terá pouca significância. Esse sistema terá produção de aproximadamente 846 MWh/ano.

4.9 PROJETO ELÉTRICO

Para a realização correta do projeto elétrico deve-se utilizar a NBR 5410 e as normas da CEB (NTD 6.09, NTD 6.05).

O dimensionamento da corrente de projeto leva em consideração corrente de curto-circuito de cada caixa de junção, porque o sistema está suscetível à corrente de fluxo reversa mesmo que haja dispositivos de proteção em cada *string*. Os condutores devem ser calculados para conexão entre arranjo FV e inversor, inversor e quadro de proteção, quadro de proteção e quadro geral de baixa tensão (QGBT).

A partir dos dados técnicos dos módulos escolhidos, tem-se a corrente de curto-circuito de cada módulo que é diretamente proporcional a quantidade de módulos em paralelo.

Para o arranjo FV para o sistema 1, se tem que a corrente de curto-circuito do painel é de 9,23 A. Cada caixa de junção irá contemplar 4 *strings* tendo como resultado uma corrente de projeto de 36,92 A.

O método de instalação considerado no sistema 1 foi o F (cabos unipolares afastados da parede mais de 0,3 vez o diâmetro externo do cabo), e para o sistema 2 foi o B1 (condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular contido em canaleta fechada com percurso horizontal ou vertical).

Os coeficientes de correção equivalente (k_{eq}) considerado em cada percurso, aplicado ao projeto FV localizado no telhado, estão referidos nas Tabelas 4.12 (a), 4.12 (b), 4.12 (c). No percurso antes do inversor considerou uma temperatura ambiente de 50°C resultando em um coeficiente de correção devido à temperatura (k_1) de 0,82. O resultado do coeficiente de correção devido à presença de eletrodutos ao ar livre (k_3) é 0,87. Para o dimensionamento dos condutores após o inversor deve-se ter em mente a potência do inversor, no caso 15 kW trifásico, e considerar a corrente de fase do mesmo.

Tabela 4.12 (a) Dimensionamento do condutor antes do inversor para o sistema 1.

Método da Capacidade de corrente					
Corrente de projeto (I _p)	Coeficiente de Correção equivalente (k _{eq})	Corrente de projeto corrigida (I _p ')	Condutor (mm ²)	Capacidade do condutor (A)	
36,92 A	0,7134	51,7522 A	6	65	
Método da Queda de Tensão					
Tensão	%	ΔV	Distância (m)	Corrente	S(mm ²)
603,2 V	4	24,128	136	36,92 A	3,578

Tabela 4.12 (b) Dimensionamento do condutor depois do inversor para o sistema 1.

Método da Capacidade de corrente					
Corrente de projeto (I _p)	Coeficiente de Correção equivalente (k _{eq})	Corrente de projeto corrigida (I _p ’)	Condutor (mm ²)	Capacidade do condutor (A)	
41,6 A	0,82	50,732 A	6	65	
Método da Queda de Tensão					
Tensão	%	ΔV	Distância (m)	Corrente	S (mm ²)
220 V	1	2,2 V	15	41,6 A	5,864

Tabela 4.12 (c) Dimensionamento do condutor de conexão com o quadro geral do sistema 1.

Método da Capacidade de corrente					
Corrente de projeto (I _p)	Coeficiente de Correção equivalente(k _{eq})	Corrente de projeto corrigida (I _p ’)	Condutor (mm ²)	Capacidade do condutor (A)	
124,8 A	0,82	152,19 A	25	161	
Método da Queda de Tensão					
Tensão	%	ΔV	Distância (m)	Corrente	S (mm ²)
220 V	1	2,2 V	15	124,8 A	14,64

O sistema 2 possui módulos com corrente de curto-circuito de 10,11 A. Será distribuído 2 *string* em paralelo por inversor, utilizando um MPPT por *string*, logo 4 caixas de junção e uma corrente de projeto máxima de 20,22 A. Esta fase do dimensionamento foi resumida nas Tabelas 4.13 (a), 4.13 (b), 4.13 (c). Para essa etapa adotou-se coeficiente de correção k_1 , no percurso antes do inversor, de 0,91 para temperatura ambiente de 40 °C, o resultado do coeficiente de correção devido à presença de eletrodutos ao ar livre (k_3) é 0,88. Para o dimensionamento dos condutores após o inversor é necessário considerar a corrente de fase.

Tabela 4.13 (a) *Dimensionamento do condutor antes do inversor para o sistema 2.*

Método da Capacidade de corrente					
Corrente de projeto (I _p)	Coeficiente de Correção equivalente (k _{eq})	Corrente de projeto corrigida (I _p ')	Condutor (mm ²)	Capacidade do condutor (A)	
20,22 A	0,8008	25,25 A	2,5	31	
Método da Queda de Tensão					
Tensão	%	ΔV	Distância (m)	Corrente	Seção Nominal do Condutor (S)
343,7 V	4	13,748 V	14 m	20,22 A	0,354
Condutor Adotado			Capacidade do Condutor		
4 mm ²			50 A		

Tabela 4.13 (b) Dimensionamento do condutor depois do inversor para o sistema 2.

Método da Capacidade de corrente					
Corrente de projeto (I _p)	Coefficiente de Correção equivalente (k _{eq})	Corrente de projeto corrigida (I _p ')	Condutor (mm ²)	Capacidade do condutor (A)	
24 A	0,91	26,374 A	2,5	37	
Método da Queda de Tensão					
Tensão	%	ΔV	Distância (m)	Corrente	S (mm ²)
220 V	1	2,2 V	20	24 A	3,75
Condutor Adotado			Capacidade do Condutor		
4 mm ²			50 A		

Tabela 4.13 (c) Dimensionamento do condutor de conexão com o quadro geral do sistema 2.

Método da Capacidade de corrente					
Corrente de projeto (I _p)	Coefficiente de Correção equivalente (k _{eq})	Corrente de projeto corrigida (I _p ')	Condutor (mm ²)	Capacidade do condutor (A)	
72 A	0,91	79,12 A	10	90	
Método da Queda de Tensão					
Tensão	%	ΔV	Distância (m)	Corrente	S (mm ²)
220 V	1	2,2 V	20	72 A	11,26
Condutor Adotado			Capacidade do Condutor		
16 mm ²			100 A		

Correntes nominais (I_n) dos dispositivos de proteção precisam ser maiores que a corrente de projeto (I_p) do circuito e menores que a capacidade de condução dos condutores (I_z), ou seja, $I_p < I_n < I_z$. Os fusíveis são necessários no condutor positivo e negativo da *string*.

Tabela 4.14 *Dimensionamento dos dispositivos de proteção para o sistema 1 - telhado.*

Dispositivo de Proteção – Antes do Inversor		
Disjuntor depois da caixa de junção		
Corrente de Projeto (Ip)	Capacidade do Condutor (Iz)	Corrente nominal do disjuntor (In)
36,92 A	46,371 A	40 A
Fusíveis por fileira		
Corrente de Projeto (Ip)	Capacidade do Condutor (Iz)	Corrente nominal do fusível (In)
9,23 A	42,98 A	16 A
Dispositivo de Proteção – Depois do Inversor		
Corrente de Projeto (Ip)	Capacidade do Condutor (Iz)	Corrente nominal do disjuntor (In)
41,6 A	53,3 A	50 A

Tabela 4.15 *Dimensionamento dos dispositivos de proteção para o sistema 2 - pergolado.*

Dispositivo de Proteção – Antes do Inversor		
Disjuntor depois da caixa de junção		
Corrente de Projeto (Ip)	Capacidade do Condutor (Iz)	Corrente nominal do disjuntor (In)
20,22 A	24,82 A	22 A
Fusíveis por fileira		
Corrente de Projeto (Ip)	Capacidade do Condutor (Iz)	Corrente nominal do fusível (In)
10,11 A	24,82 A	16 A
Dispositivo de Proteção – Depois do Inversor		
Corrente de Projeto (Ip)	Capacidade do Condutor (Iz)	Corrente nominal do disjuntor (In)
24 A	45,5 A	40 A

A determinação dos outros dispositivos de proteção (DPS e chave seccionadora) ocorre a partir da análise das especificações da corrente local, considerando o lados DC antes

e AC após a entrada do inversor, além de suportar à grandeza dos parâmetros elétricos de tensão, corrente e potência. E devem seguir modelos de ligação sugeridos pelos fabricantes.

A seguir serão apresentados os diagramas unifilar da conexão dos módulos com inversor e do inversor com a caixa de medição, para o sistema fotovoltaico de cada caso.

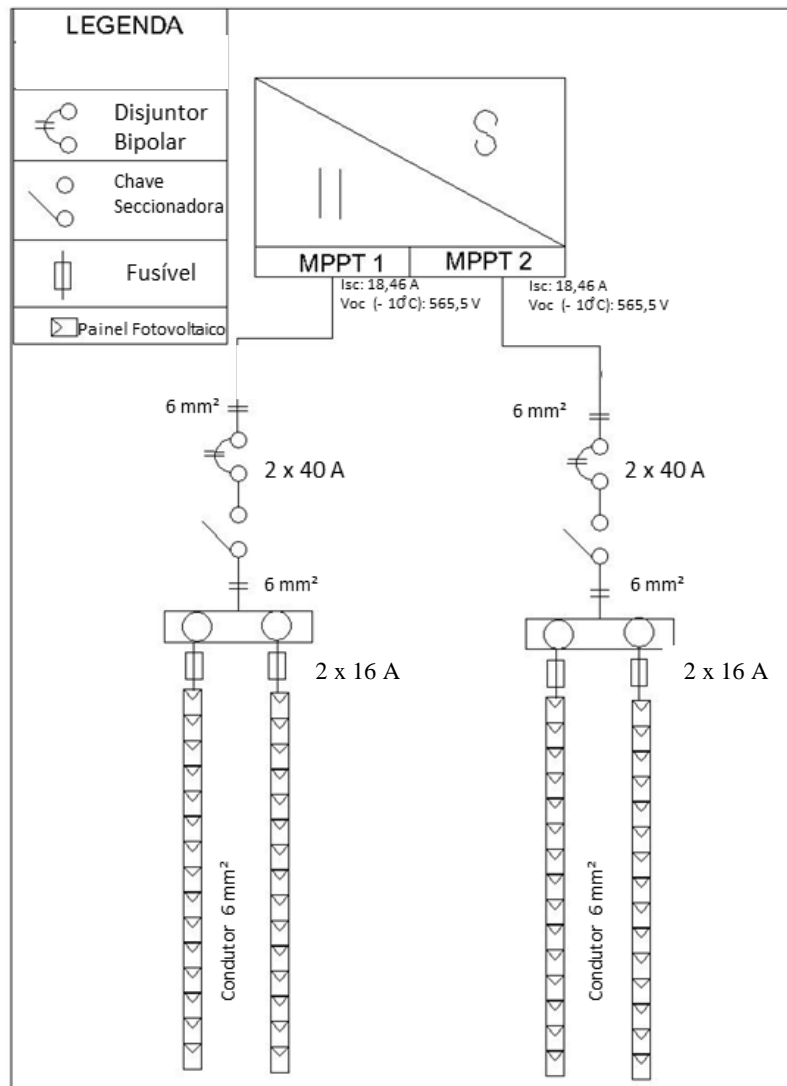


Figura 4.14 Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor - sistema fotovoltaico no telhadoda fábrica (áreas 1,3,4 e 5).

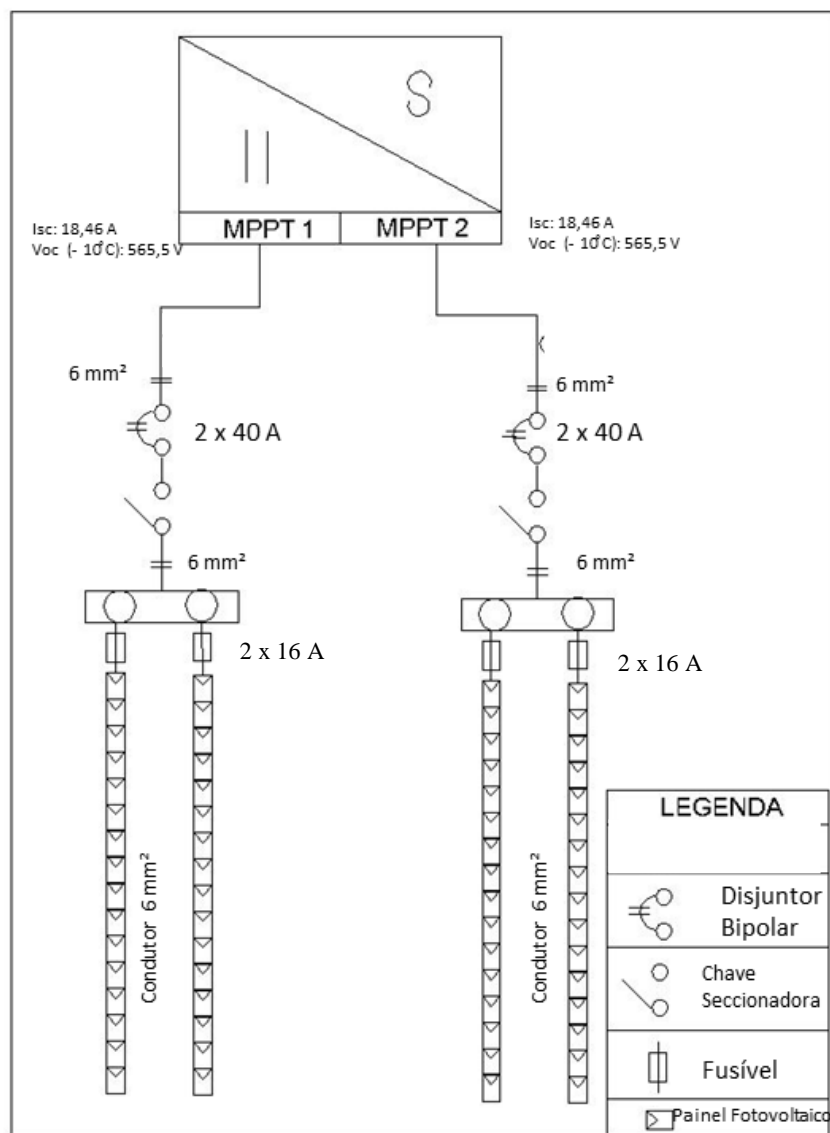


Figura 4.15 Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor - sistema fotovoltaico no telhado da fábrica (área 2).

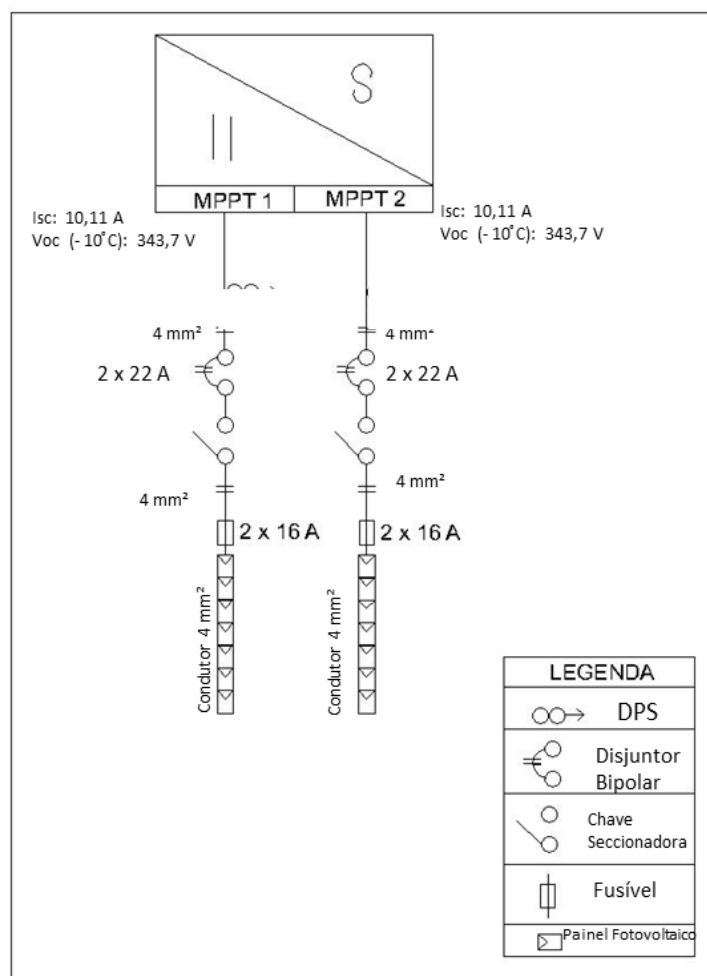


Figura 4.16 Diagrama unifilar da conexão dos módulos com o inversor - sistema fotovoltaico no pergolado.

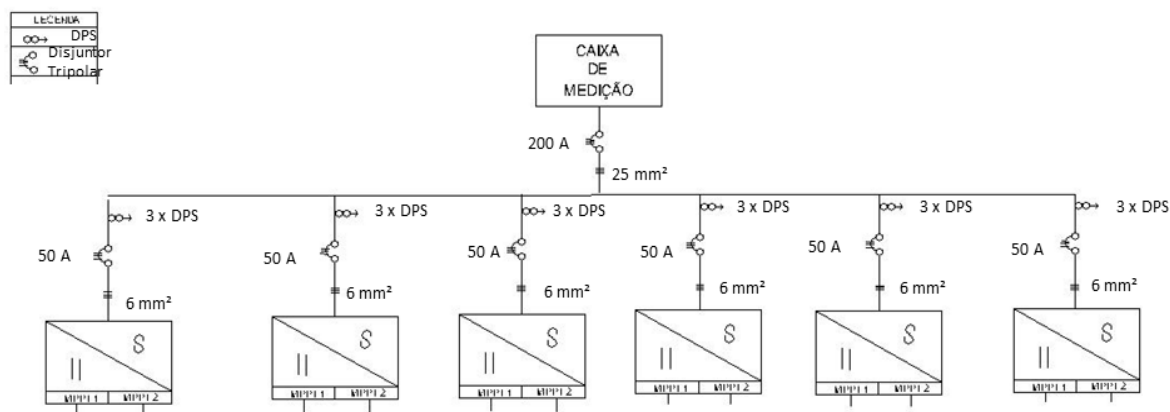


Figura 4.17 Diagrama unifilar da conexão dos inversores com a caixa de medição - sistema fotovoltaico no telhado.

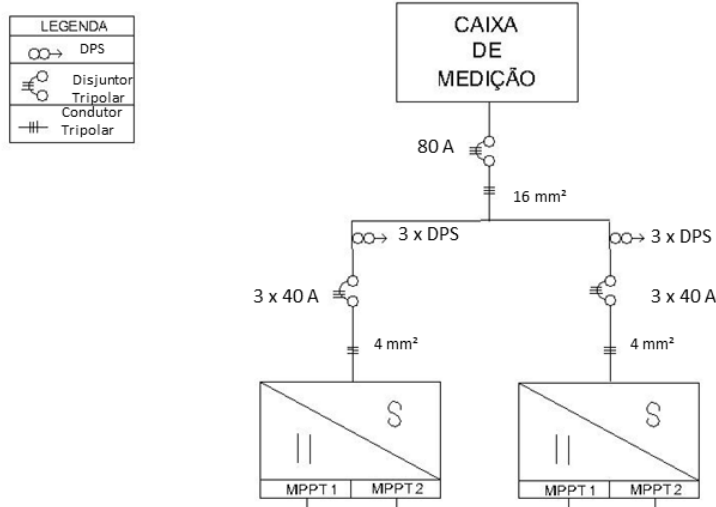


Figura 4.18 *Diagrama unifilar da conexão dos inversores com a caixa de medição - sistema fotovoltaico no pergolado.*

4.10 ESTIMATIVA DO INVESTIMENTO INICIAL

4.10.1 Levantamento de preços

O levantamento do custo inicial para do sistema fotovoltaico teve como fundamento uma pesquisa de mercado com fornecedores nacionais e internacionais, previamente apresentado nas seções 4.5 e 4.7. Buscou equipamentos com característica e especificações o mais semelhante possível.

4.10.2 Custo de investimento e Custo de Operação

Para estabelecer o Capex adotou-se o mesmo nível proporcional indicado pelo Instituto Ideal (2017), por causa da dificuldade de levantar valores referentes a projeto e equipamentos de suporte.

Tabela 4.16 *Composição do custo de investimento inicial.*

Custo de investimento (Capex)			
Equipamento	Porcentagem do valor final (%)	Preço (R\$)	
Módulos Fotovoltaicos	41%	R\$	1.402.841,00
Inversores	23%	R\$	647.108,37
Projeto e Instalação	16%	R\$	512.484,05
Estruturas de Suporte	10%	R\$	320.304,53
Outros	10%	R\$	320.304,53
Total (usual)	100%	R\$	3.203.045,31
Custo Unitário (R\$/Wp)	-	R\$	6,00

Como já mencionado na seção 3.3.1 o OPEX anual é resultado de 1% do valor do CAPEX, nesse caso seria R\$ 32.030,45.

4.11 ANÁLISE ECONÔMICA

4.11.1 Fluxo de Caixa

Nessa seção será detalhado o fluxo de caixa utilizado para a realização da análise econômica para o sistema completo de 511 kW, ou seja, a soma da produção dos dois sistemas projetados.

O valor da economia anual é obtido pelo produto entre a energia nominal total resultante do sistema fotovoltaico e a tarifa de energia respectiva ao grupo de consumo. No caso presente a energia total para o primeiro ano de operação do sistema é de 846810 kWh, correspondente ao sistema no telhado e no pergolado. Considerando de forma conservadora o uso da bandeira verde, ou seja, não há acréscimo de taxa na tarifa e utilizar uma tarifa de R\$ 0,6015461 por kWh (grupo B3). Além dos fatores supracitados, para o cálculo da economia anual adotou um TLP de 6,71% e uma degradação dos equipamentos de 0,75% ao ano. Considerou-se a troca de inversores no ano 13, sendo assim haverá somente uma troca durante o tempo útil do sistema.

Na Tabela 4.17 está exposto o fluxo de caixa do sistema completo. O fluxo de caixa correspondente a cada sistema separada estará disponível nos apêndices.

Tabela 4.17 *Fluxo de Caixa Sistema de 511 kW.*

Ano	0	1	2	3	4	5
Investimento Inicial (R\$)	- 3.203.045,31					
Economia Anual (R\$)		509.395,25	505.574,79	501.782,98	498.019,61	494.284,46
Custos de O&M (R\$)		- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45
Troca de Inversor						
Fluxo de Caixa	- 3.203.045,31	477.364,80	473.544,34	469.752,52	465.989,15	462.254,01
VP (R\$)	- 3.203.045,31	R\$ 447.347,76	R\$ 415.863,12	R\$ 386.592,80	R\$ 359.381,18	R\$ 334.083,54
VP Acumulado(R\$)	- 3.203.045,31	- 2.755.697,55	- 2.339.834,43	- 1.953.241,63	- 1.593.860,45	- 1.259.776,90

Tabela 4.17 *Fluxo de Caixa Sistema de 511 kW (cont.).*

Ano	6	7	8	9	10	11	12
Investimento Inicial (R\$)							
Economia Anual (R\$)	490.577,32	486.897,99	483.246,26	479.621,91	476.024,75	472.454,56	468.911,15
Custos de O&M (R\$)	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45
Troca de Inversor							
Fluxo de Caixa	458.546,87	454.867,54	451.215,81	447.591,46	443.994,30	440.424,11	436.880,70
VP (R\$)	R\$ 310.565,36	R\$ 288.701,55	R\$ 268.375,80	R\$ 249.479,99	R\$ 231.913,59	R\$ 215.583,13	R\$ 200.401,71
VP Acumulado(R\$)	- 949.211,54	- 660.510,00	- 392.134,20	- 142.654,21	89.259,37	304.842,50	505.244,21

Tabela 4.17 Fluxo de Caixa Sistema de 511 kW (cont.).

Ano	13	14	15	16	17	18	19
Investimento Inicial (R\$)							
Economia Anual (R\$)	465.394,32	461.903,86	458.439,58	455.001,29	451.588,78	448.201,86	444.840,35
Custos de O&M (R\$)	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45
Troca de Inversor	- 647.108,37						
Fluxo de Caixa	- 213.744,50	429.873,41	426.409,13	422.970,83	419.558,32	416.171,41	412.809,89
VP (R\$)	-R\$ 91.881,57	R\$ 173.168,50	R\$ 160.971,76	R\$ 149.633,39	R\$ 139.093,01	R\$ 129.294,51	R\$ 120.185,71
VP Acumulado(R\$)	413.362,64	586.531,14	747.502,90	897.136,29	1.036.229,30	1.165.523,81	1.285.709,52

Tabela 4.17 Fluxo de Caixa Sistema de 511 kW (cont.).

Ano	20	21	22	23	24	25
Investimento Inicial (R\$)						
Economia Anual (R\$)	441.504,04	438.192,76	434.906,32	431.644,52	428.407,19	425.194,13
Custos de O&M (R\$)	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45	- 32.030,45
Troca de Inversor						
Fluxo de Caixa	409.473,59	406.162,31	402.875,87	399.614,07	396.376,73	393.163,68
VP (R\$)	R\$ 111.718,09	R\$ 103.846,56	R\$ 96.529,18	R\$ 89.726,97	R\$ 83.403,69	R\$ 77.525,65
VP Acumulado(R\$)	1.397.427,60	1.501.274,16	1.597.803,34	1.687.530,31	1.770.934,01	1.848.459,65

No final do ano 25, após as relações entre despesas e investimentos, tem-se um VPL de R\$ 1.848.459,65, correspondendo a 57,7% acima do valor investido.

A Taxa Interna de Retorno é resultado da aplicação de uma série uniforme de valores e a função contida no Excel, no fluxo de caixa apresentado obteve uma TIR de 12,95%, resultado satisfatório, pois é relativamente maior que a taxa do banco, mesmo quando considera a inflação.

O sistema possui um tempo de retorno, *payback* descontado, de 9 anos e 3 meses considerado como um retorno de médio prazo comprovando o crescimento de competitividade dessa fonte no mercado.

Ponderando esses três parâmetros observa que é viável economicamente realizar o investimento para o sistema completo.

O fluxo de caixa para o sistema 1 e sistema 2, caso fossem instalados em momentos diferentes, são apresentados no Apêndice A e B, respectivamente. Deve-se lembrar de que o sistema projetado para ser instalado no pergolado tem caráter pedagógico, com apelo ambiental, superando a questão de viabilidade econômica.

4.11.2 Estudo de Sensibilidade

A análise econômica foi desenvolvida tendo como ideia inicial que todos os fatores não sofrem alteração ao longo do tempo de vida útil do projeto. Porém, deve-se considerar que o investimento inicial, a taxa de juros (TLP), o fator de degradação dos componentes e a tarifa são parâmetros sensíveis a diversos parâmetros externos como cenário econômico do país, novas políticas de incentivos fiscais a geração distribuída, incentivos fiscais e energéticos, dentre outras.

O estudo da sensibilidade de parâmetros que compõe o fluxo de caixa tem o objetivo de avaliar como a variação destes fatores influenciam os indicadores econômicos.

4.11.2.1 Sensibilidade com relação ao investimento inicial

Analisar o quão variável são os preços dos componentes essenciais para projetos fotovoltaicos é fundamental para estimar o valor do investimento em diferentes cenários. Assim sendo, para um sistema de 511 kW, variando o custo inicial de 1 R\$/Wp até 10 R\$/Wp resulta nos gráficos apresentados na Figura 4.19, Figura 4.20 e Figura 4.21.

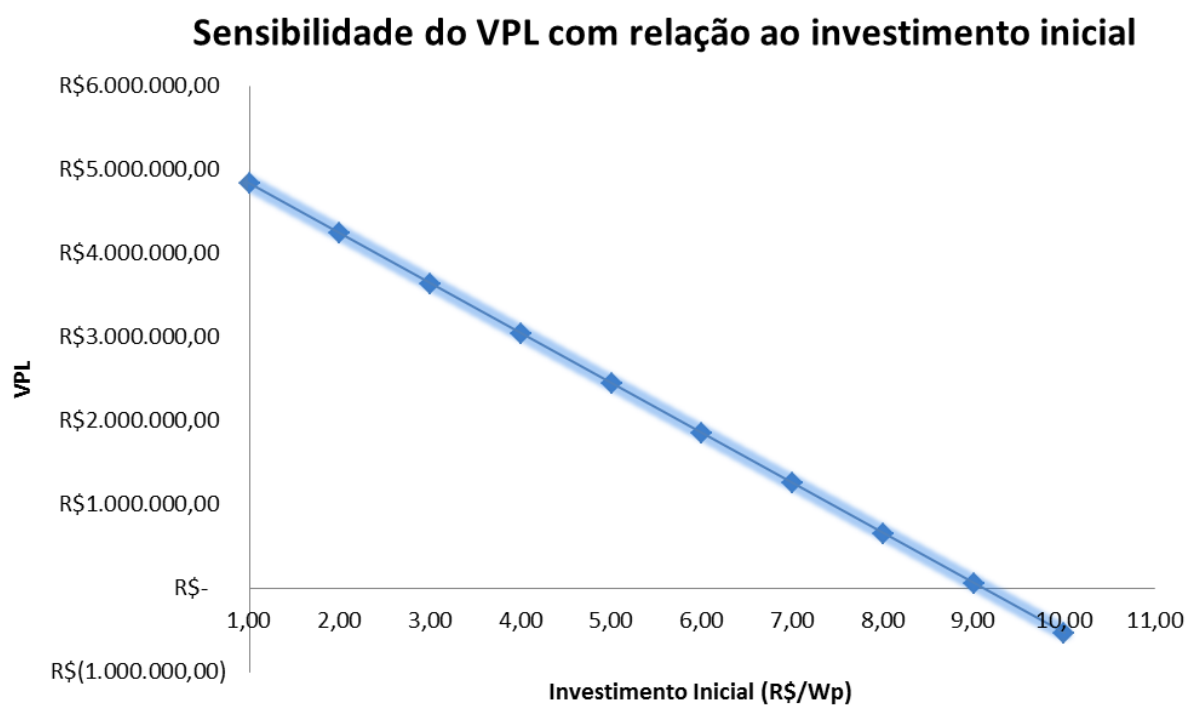


Figura 4.19 *Sensibilidade do VPL com relação ao investimento inicial.*

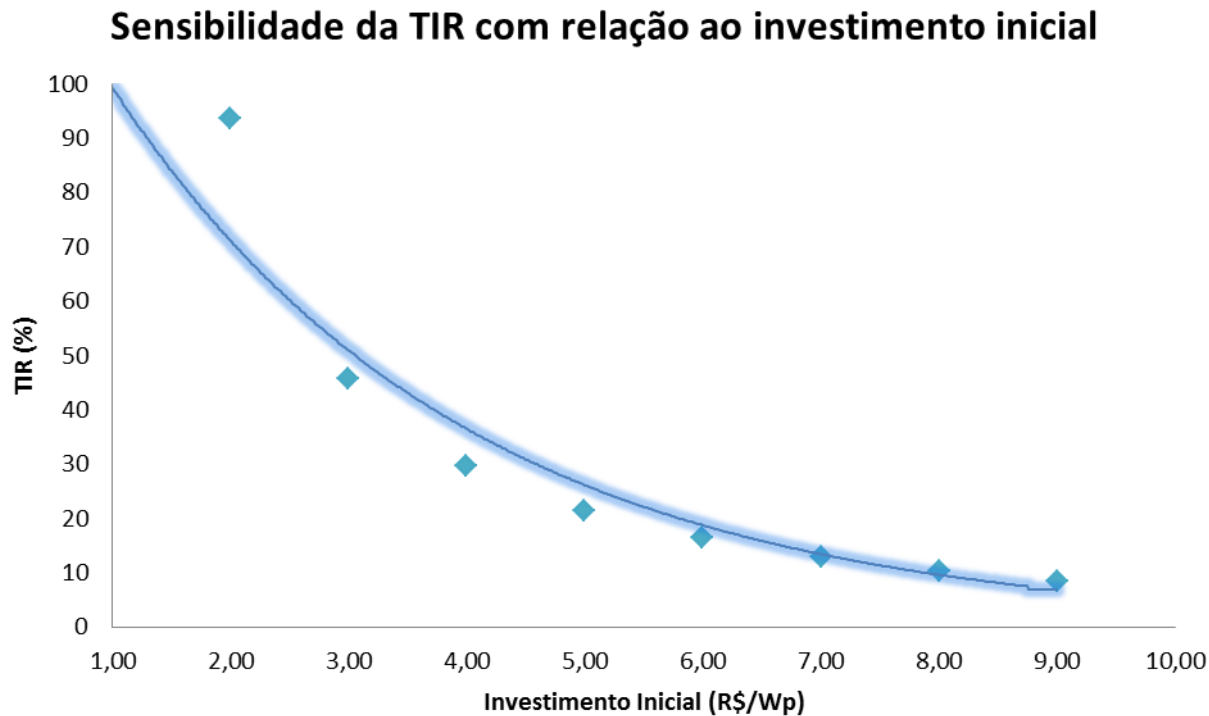


Figura 4.20 *Sensibilidade da TIR com relação ao investimento inicial.*

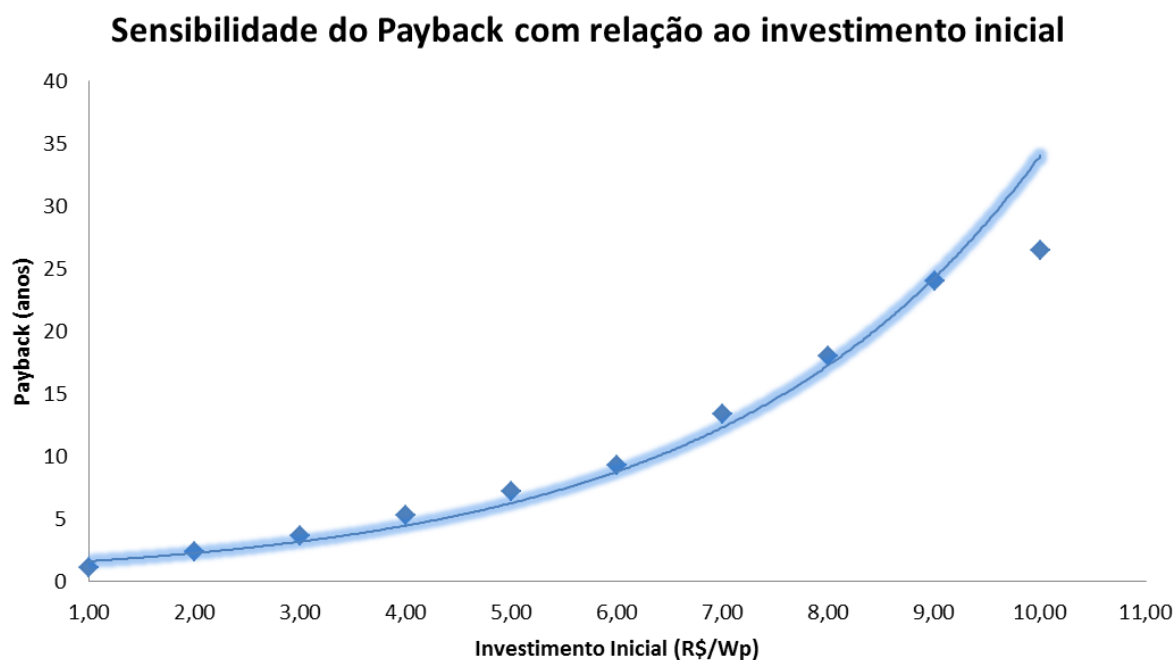


Figura 4.21 *Sensibilidade do payback com relação ao investimento inicial.*

Observa-se um decaimento linear do VPL à medida que se aumenta o investimento inicial, após um custo unitário inicial de 9 R\$/Wp ele se torna nulo e a medida que continua aumentando o custo por watt pico o investimento se torna inviável para o investidor. O *payback* descontado apresenta uma característica de crescimento exponencial, tal empreendimento com custo unitário inicial de 9,10 R\$/Wp retrata um investimento que não se paga nos 25 anos do projeto.

4.11.2.2 Sensibilidade com relação à taxa de juros (TLP) adotada

A taxa de longo prazo refere todos os valores do fluxo de caixa são computados para o tempo presente, então quanto maior a taxa de juros considerada menor o retorno financeiro.

A TIR não é sensível à variação da taxa de juros já que representa uma taxa que zera o VPL, dessa forma não considera o valor presente.

As Figuras 4.22 e 4.23 apresentam o comportamento do VPL e do tempo de retorno quando há alteração da TLP, variando de 3% a 9%.

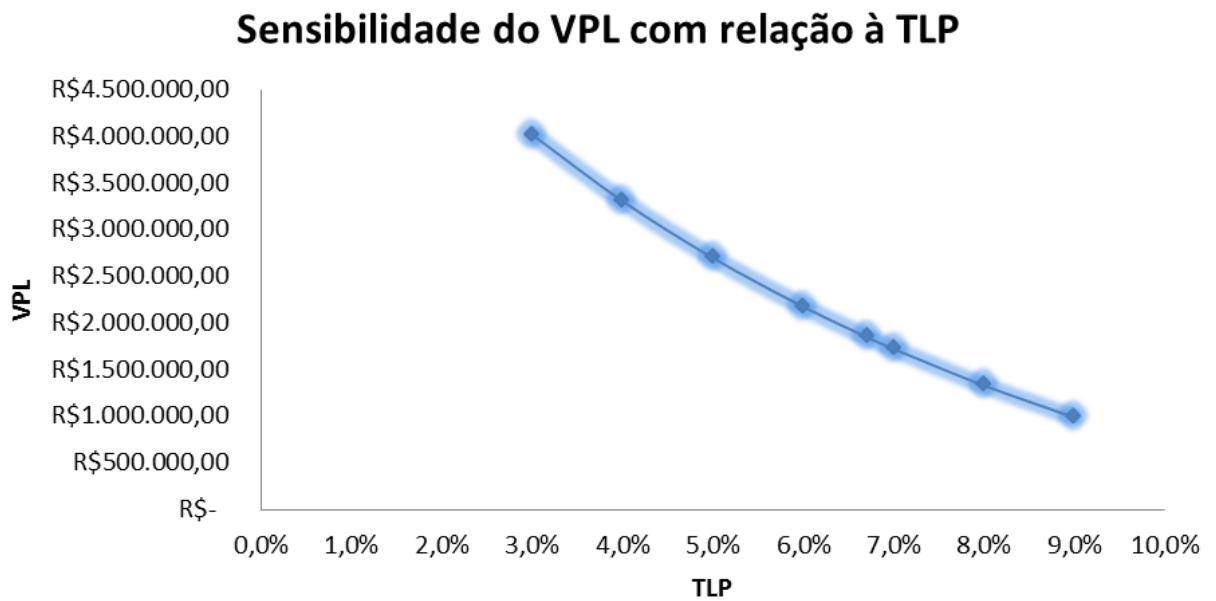


Figura 4.22 *Sensibilidade do VPL com relação à TLP.*

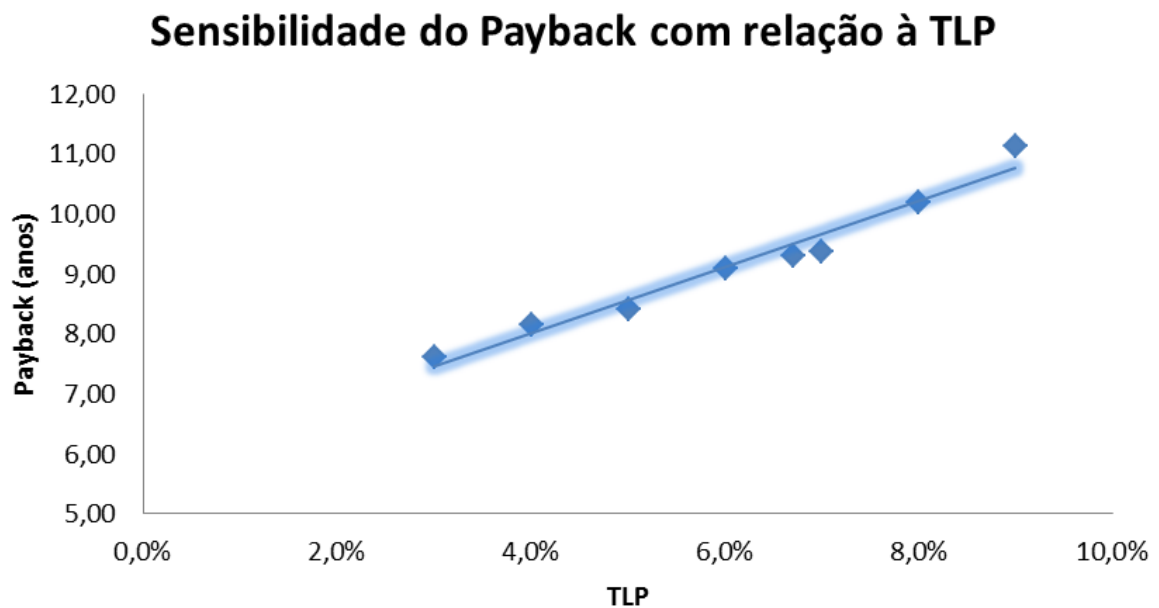


Figura 4.23 *Sensibilidade do payback com relação à TLP.*

O VPL decai com o aumento da TLP, variando de forma aproximadamente linear. Mesmo com uma taxa de 9% a.a. observa um saldo positivo no fluxo de caixa, indica a viabilidade do projeto.

O *payback* descontado se comporta de modo diretamente proporcional ao TLP. Para o pior caso, maior taxa de juros, o tempo de retorno fica em torno de 11 anos indicando um tempo médio para recuperar o investimento.

4.11.2.3 Sensibilidade com relação à degradação do sistema

Conforme o que já foi apresentado na seção 3.4.2.1, o nível de degradação dos painéis varia de 0,5% a 1,0% ao ano. Os gráficos desenvolvidos nessa etapa utiliza esse fator dentro desta faixa e analisa o desempenho dos parâmetros previamente utilizados.

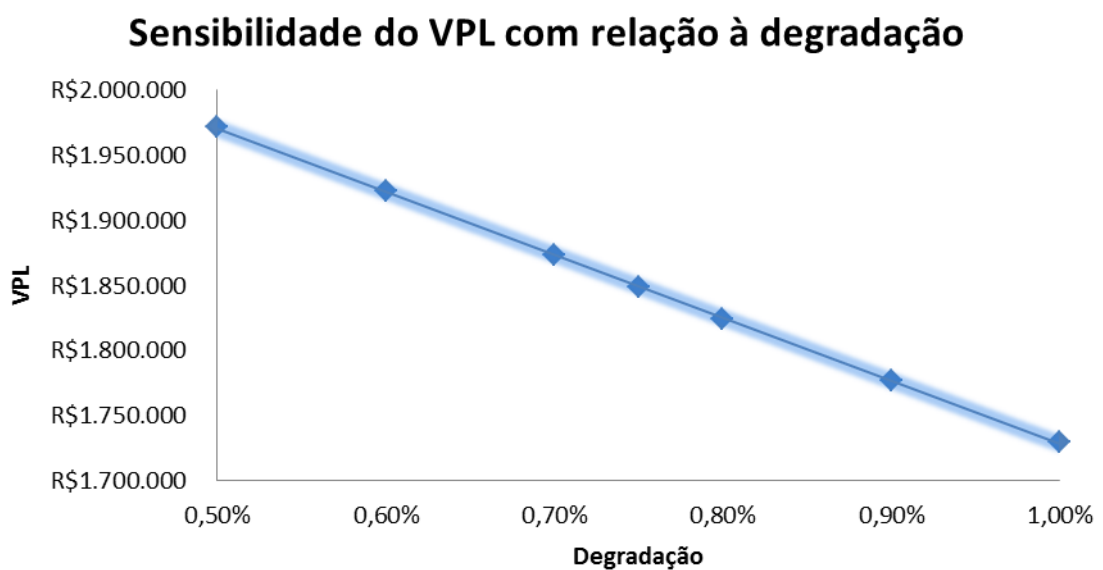


Figura 4.24 *Sensibilidade do VPL com relação à degradação dos painéis.*

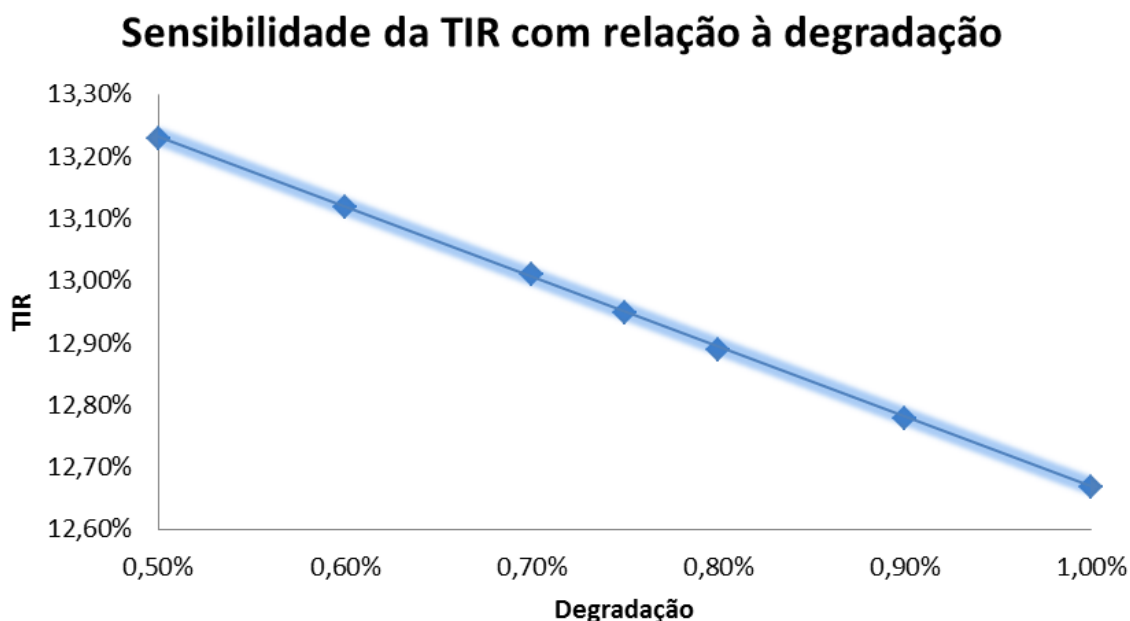


Figura 4.25 *Sensibilidade da TIR com relação à degradação dos painéis.*

O VPL apresenta uma variação de aproximadamente R\$ 240.000,00 quando submetido a diferentes degradações (Fig. 4.24). O gráfico da Figura 4.25 apresenta uma tendência linear entre os parâmetros. Examinando-a observa que a TIR varia lentamente em relação à degradação dos painéis, apresentando valores entre 12,67% e 13,23%. O *payback* descontado permanece com valor muito próximo ao inicial apesar da variação dos valores de degradação, apresentando diferença de dias.

Com esses resultados pode-se concluir que degradação dos painéis é um parâmetro que denota uma baixa influência ao sistema.

4.11.2.4 Sensibilidade com relação à tarifa da energia

A tarifa de energia segue a inflação, porém em momento de crise energética ela pode sofrer reajustes superior ou inferior à inflação.

Nessa etapa do estudo considerou um reajuste tarifário anual variando de -4% a 4% com relação à inflação. Quando o valor é zero indica que a tarifa acompanha a inflação, quando negativo aponta um reajuste tarifário abaixo da inflação e quando positivo um reajuste superior.

Sensibilidade do VPL com relação à tarifa

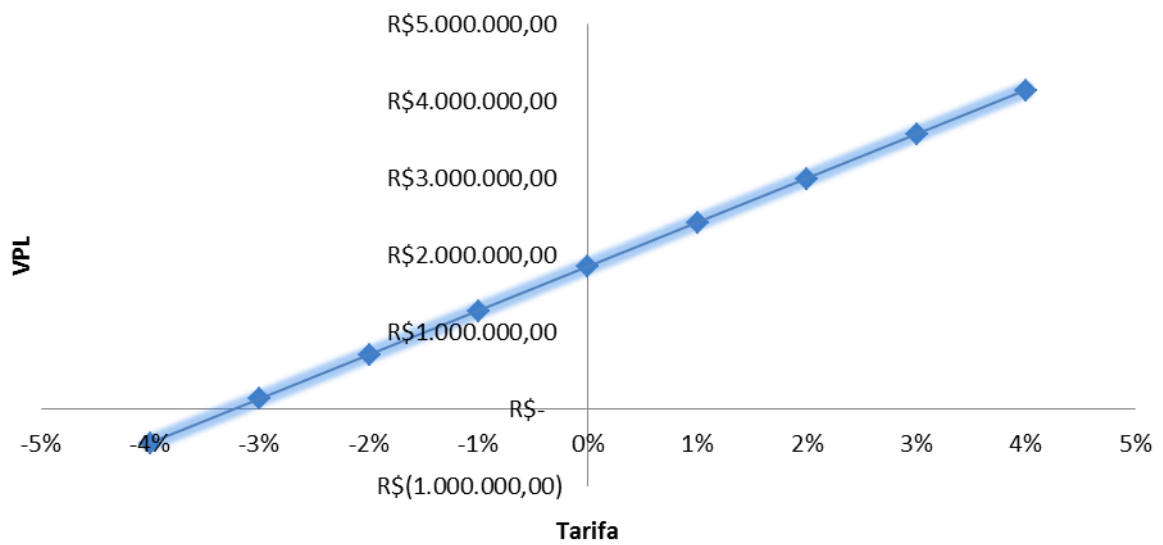


Figura 4.26 Sensibilidade do VPL com relação tarifa de energia.

Sensibilidade do TIR com relação à tarifa

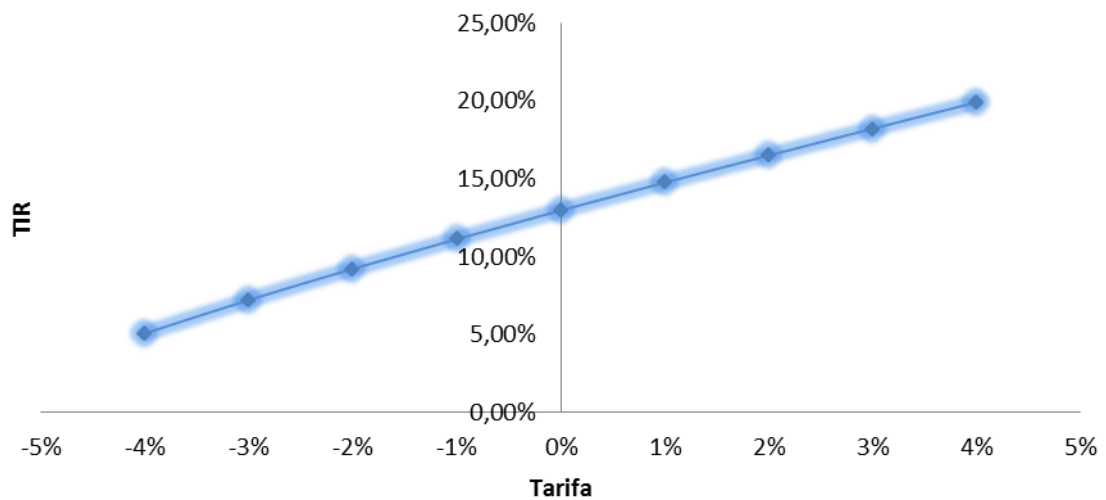


Figura 4.27 Sensibilidade do TIR com relação tarifa de energia.

Sensibilidade do payback com relação à tarifa

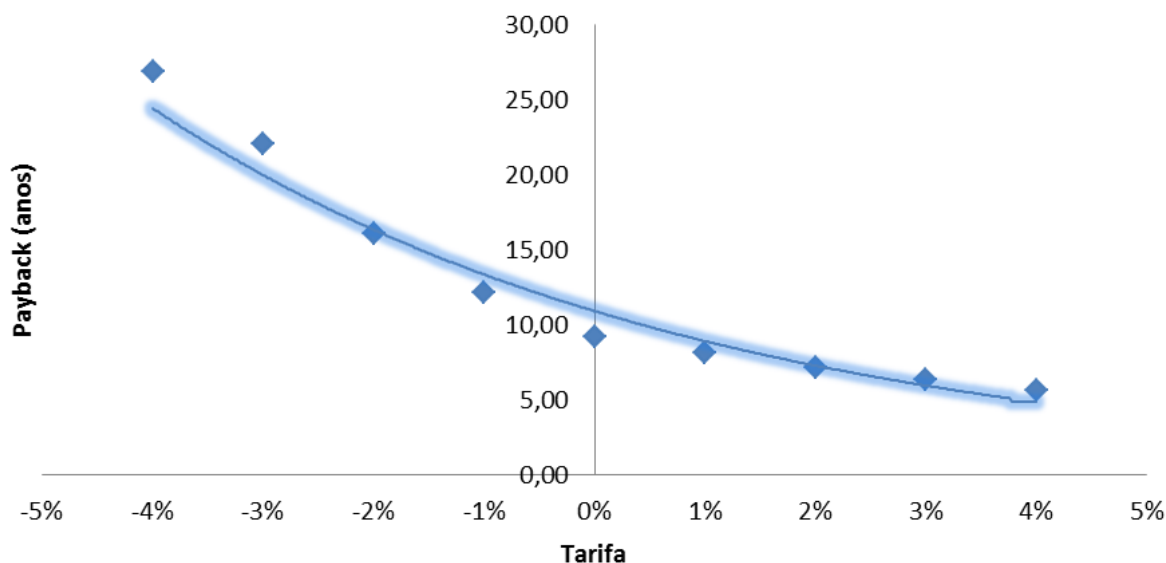


Figura 4.28 *Sensibilidade do payback com relação tarifa de energia.*

Uma das vantagens em se utilizar a energia fotovoltaica é o fato de não demandar um gasto extra em razão do aumento da inflação, fato que se comprova ao observar o comportamento linear e crescente da TIR (Fig 4.27).

Quanto maior a tarifa, maior é a viabilidade financeira do projeto. Caso o reajuste tarifário seja 4% maior que a inflação o retorno do investimento ocorre em pouco mais de cinco anos sendo rentável para o cliente o investimento (Fig. 4.28).

Analisando a Figura 4.26 observa que a partir de um reajuste de -3% investimento se torna rentável porque retorna um VPL positivo.

4.12 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao final desse capítulo pode-se comprovar a viabilidade do sistema de 511 kW, considerando que o sistema 1 e o sistema 2 sejam instalados no mesmo período.

Tomando como base os três parâmetros econômicos (VPL, TIR e *payback* descontado) infere-se que o projeto é viável economicamente. O retorno do investimento acontece após 9 anos e 3 meses da operação do sistema, uma TIR de 12,95%. Ao fim do seu tempo de vida

útil pode-se recuperar, por volta de, 58% a mais do valor investido equivalente a R\$ 184.845.965,19.

Caso preferisse instalar os sistemas em períodos de tempo separados deve-se levar em consideração que o arranjo FV projetado para ser instalado no pergolado (sistema 2) apesar de ter um custo inicial menor não possui retorno financeiro. Quando opera em separado possui uma TIR abaixo de 3% e um *payback* descontado maior que 25 anos (Apêndice B). O sistema é vantajoso no ponto de vista de marketing para o governo, mas é recomendável ser instalado em conjunto com o sistema de maior capacidade de produção (sistema 1).

5. CONCLUSÃO

Fundamentado nos resultados da análise técnica e econômica do projeto fotovoltaico para o prédio de reciclagem da estrutural, parte instalada no telhado e outra parte em uma área visualmente estratégica, no caso em questão foi escolhido o pergolado, faz-se as seguintes considerações.

Uma das principais conclusões do estudo de caso foi que investir em um SFV de maior porte (sistema 1) conjuntamente com um SFV com o propósito de visibilidade (sistema 2) é mais vantajoso economicamente e tecnicamente. Mesmo utilizando componentes de tecnologia intermediária para o SFV no telhado e novas tecnologias em um local pouco apropriado para sistemas FV, no caso o pergolado. Além de promover um marketing para o cliente, no caso o Governo do Distrito Federal.

A premissa para o desenvolvimento do projeto fotovoltaico foi utilizar a máxima área disponível para disposição dos painéis, já que a fábrica de reciclagem ainda está na fase de projeto e ao estimar a demanda de energia poderia ter resultados equivocados.

Dados importantes de localização e irradiação solar a respeito edificação foram coletados. O bloco de produção do prédio de reciclagem da Estrutural possui um telhado com 3.737 m^2 de área útil e tem um ângulo azimutal de aproximadamente 300° . O pergolado possui área total de $119,5 \text{ m}^2$, porém a área utilizada para instalar 28 painéis foi de $59,3 \text{ m}^2$ devido aos problemas de sombreamento.

Constatou-se a utilidade de programas computacionais para simulação do prédio em questão. O AutoCAD foi utilizado nessa etapa para identificar as dimensões do telhado a partir da planta baixa da cobertura, e o SketchUp foi empregado no desenvolvimento da modelagem tridimensional e no estudo de sombreamento. O telhado não apresenta sombras ao longo do dia ao contrário do pergolado que no pior caso recebe sombras durante metade do dia, mesmo com esse cenário optou por desenvolver um projeto FV para esse local por causa do seu impacto visual.

Considerou-se dois tipos de configuração para o arranjo do sistema 1: com painéis direcionados para o norte geográfico (ângulo azimutal 0°) e com painéis seguindo a direção do telhado. Após os resultados escolheu por arranjo com ângulo azimutal 0° , mesmo não sendo a

configuração que apresenta a melhor estética é aquela que potencializa a produção de energia elétrica.

O arranjo para o telhado é composto de 1888 módulos FV de 265 W, 31 inversores do modelo conectado a rede (*grid-tie*) de potência 15 kW. De acordo com as simulações executadas no *software* PVsyst, esse sistema é capaz de produzir anualmente 836,2 MWh.

Caso a energia produzida pelo sistema seja superior à demandada pelo cliente, há a possibilidade de concedê-la para as demais unidades consumidoras que possuem identificação do cliente.

O SFV projetado para o pergolado é composto de 28 módulos FV de 285 W, 2 inversores *grid-tie* de potência 5 kW. Simulações foram realizadas com o auxílio do PVsyst tanto para o caso em que se desconsidera qualquer tipo de sombreamento quanto no caso em que as perdas por sombreamento são computadas. No primeiro caso a produção anual é de 17,36 MWh, sendo economicamente viável com tempo de retorno de 15 anos. Quando sombreado, o sistema apresenta cerca de 40% de perda resultando em 10,63 MWh de energia produzida por ano.

O investimento inicial de instalação do SFV completo foi computado levando em consideração o custo requerido por cada sistema, além de adotar o preço médio de equipamentos de fornecedores nacionais e internacionais. O arranjo maior requer um desembolso de R\$ 3.125.760,86 e o projeto FV para o pergolado requer um capital de R\$ 77.284,69. Estimou-se o preço total do sistema de R\$ 3.203.045,31, ou seja 6,00 R\$/Wp.

O fluxo de caixa desenvolvido adota uma TLP de 6,71% ao ano, um tempo de vida útil de 25 anos e uma tarifa de energia para o grupo B3, na bandeira verde, de R\$ 0,6015461. Dado esses critérios, encontrou-se um VPL de R\$ 1.848.459,65, o *payback* descontado foi de 9,3 anos e a TIR foi de 12,95%. Os resultados do sistema 1 são muito similares com os apresentados anteriormente confirmando a viabilidade do projeto, dado que corresponde a 98% do investimento inicial. Não é recomendado a instalação do sistema 2 separadamente, pois seu tempo de retorno descontado ultrapassa o tempo de vida do sistema.

As considerações dos cenários de incertezas apontam que para o investimento ser viável financeiramente é fundamental assegurar um reajuste tarifário anual superior a -3% (abaixo da inflação) e com investimento inicial unitário máximo de 8,00 R\$/Wp.

Finalmente, é importante salientar que um projeto dessa natureza agrega valor não só financeiro, mas também social. Espera-se que a exposição dos resultados desse estudo sirva de pressuposto para incentivar e expor o quão vantajoso é a utilização de energias renováveis, principalmente em empreendimentos que encorajam a reciclagem como forma de reforçar um ideal de desenvolvimento sustentável. Também se deseja provocar na população uma atitude mais consciente e responsável em direção à utilização da energia elétrica. Para incentivo da continuação de estudos futuros, propõe:

- Estudo de aproveitamento de outras fontes de energia renovável para locais anteriormente usados como depósitos de RSU;
- Analisar projetos de tecnologias diversas para controle da inclinação, como seguidor do Sol, e para dos painéis solares como, por exemplo, concentrador fotovoltaico;
- Desenvolver modelos econômicos que tornem projetos de energias renováveis e geração distribuída cada vez mais viável;
- Estudos de eficiência energética com o intuito de reduzir o tamanho do sistema.

BIBLIOGRAFIA

- ABINEE. (Junho de 2012). Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*, p.176.
- ABNT. (Abril de 1985). Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 8849, Apresentação de Projeto de Aterros Controlados de Resíduos Sólidos Urbanos*, p. 9. Rio de Janeiro.
- ABNT. (1992). Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 13896: Apresentação de projetos de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos*, p. 7. Rio de Janeiro.
- ABNT. (2004a). Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 10004: Resíduos Sólidos - classificação*, 2ª ed, p. 71. Rio de Janeiro.
- ABNT. (2004b). Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NBR 5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão*, 2ª ed, p. 209. Rio de Janeiro, RJ.
- ABRELPE. (2016). Associação Brasileira das Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais. *Panorama de Resíduos Sólidos no Brasil*. São Paulo.
- ANEEL. (2012). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa N° 482 - texto integral*. Brasília, DF.
- ANEEL. (2017a). *Entendendo a tarifa*. Acesso em 28 de Maio de 2018, disponível em Agência Nacional de Energia Elétrica: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false
- ANEEL. (2017b). *Bandeiras Tarifárias*. Acesso em 28 de Maio de 2018, disponível em Agência Nacional de Energia Elétrica: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>
- ANEEL. (2018). *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída*. Acesso em 07 de Maio de 2018, disponível em Agência Nacional de Energia Elétrica: http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-

reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_mJhnKIi7qc

- BALFOUR, J., SHAW, M., & NASH, N. B. (2016). *Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: LTC.
- BERTASSO, R. d. (2016). Dissertação(trabalho de conclusão de curso), Universidade de Brasília. *Estudo de viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos em edifícios públicos universitários*, 100p. Brasília, DF.
- BNDES. (2018). *Taxa de Longo Prazo* . Acesso em 28 de Maio de 2018, disponível em Banco Nacional do Desenvolvimento Social: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>
- BRASIL. (03 de Agosto de 2010). Lei nº 12.305, de 02 de Agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, altera a Lei nº 9.065, de 12 de fevereiro de 1998. *Diário Oficial da União, Seção 1*, p. 3. Brasília, DF.
- CAMARGO, I. M. (1998). *Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico*. Brasília: FINATEC.
- CEPEL/CRESESB, C. d.-C. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro.
- CRESESB, C. d. (2006). *Tutorial Energia Solar Princípios e Aplicações*. Acesso em 18 de Maio de 2018, disponível em CRESESB - CEPEL: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf
- DUARTE, M. d. (Dezembro de 2016). Dissertação(trabalho de conclusão de curso), Universidade de Brasília. *Análise técnico-econômica acerca da implementação de geração solar fotovoltaica no centro de ensino médio de Taguatinga Norte*, 136p. Brasília, DF.
- FRONTIN, S. d., JR BRASIL, A. C., CARNEIRO, M. T., & DE GODOY, N. R. (2017). *Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia*. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA.

- GSES. (2015). Global Sustainable Energy Solutions. *Grid-Connected PV Systems: Design and Installation Edition - 8th Edition*. Austrália.
- HENRIQUES, R. M. (Março de 2004). Dissertação (mestrado em Ciências em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro . *Aproveitamento energéticos dos resíduos sólidos urbanos: uma abordagem tecnológica*, p. 29. Rio de Janeiro, RJ.
- HOORNWEG, D., & BHADA-TATA, P. (Março de 2012). World Bank. *What a Waste: A global review of solid waste management, No. 15*.
- IDEAL, INSTITUTO. (2017). Acesso em 05 de Abril de 2018, disponível em O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2017: https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web
- INEE. (2017). *O que é geração distribuída*. Acesso em 05 de Maio de 2018, disponível em Instituto Nacional de Eficiência Energética : < http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp
- INMETRO. (2017). *Tabela de eficiência energética - sistema de energia fotovoltaica - módulos*. Acesso em 15 de Maio de 2018, disponível em Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia: http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf
- JUNIOR, U. S. (2013). Avaliação de Programas Computacionais para Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. *Dissertação (mestrado em Eficiência Energética)*, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba.
- LI, D. H., LAM, T. N., & CHEUNG, K. (2009). Energy Conversion and Managment . *Energy and Cost studies of semi-transparent photovoltaic skylight*, 50(Nº 08), pp. 1981-1990.
- LIU, L. X., WANG, Y. J., & ZHU, C. Y. (maio de 2011). Settlement Analysis of Municipal Solid Wast Landfill. *Advanced Naterial Research*, 243-249, pp. 2825-2828.
- LOPES, M. M. (Junho de 2017). Dissertação (mestrado em Ciências em Engenharia de Energia), Universidade Federal de Itajubá. *Aproveitamento energético em aterros sanitários: análise da viabilidade técnica e econômica para o uso do biogás e instalação de painéis fotovoltaicos*. Itajubá.

- MASSACHUSETTS DEPARTMENT OF ENERGY RESOURCES. (2012). *The Guide to Developing Solar Photovoltaics at Massachusetts Landfills*. Massachusetts: Nexamp, Inc.
- MILBRANDT, A. R., HEIMILLER, D. M., PERRY, A. D., & FIELD, C. B. (2014). Renewable energy potencial on marginal lands in the United States. *Energy Conversion and Managment*, 29, pp. 473-481.
- MONTEIRO, J. H., & ZVEIBIL, V. Z. (2001). *Manual de gerenciamento integrado de resíduos sólidos*. Acesso em 19 de Março de 2018, disponível em Instituto Brasileiro de Administração Municipal (IBAM): <http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cd29/manualrs/cap13-10.pdf>
- NYC-DCP. (2007). *Fresh Kills Park Project Introduction*. Acesso em 03 de Maio de 2018, disponível em New York City Department of City Planning: <http://www1.nyc.gov/assets/planning/download/pdf/plans/fkl/fkl.pdf>
- ONU. (2015). *Objetivos do desenvolvimento sustentável - Agenda 2030*. Acesso em 19 de junho de 2018, disponível em Organização das Nações Unidas: <https://nacoesunidas.org/pos2015/>
- PREFEITURA DE FRUTAL. (10 de Janeiro de 2018a). *Aterro Sanitário de Frutal contará com energia solar*. Acesso em 08 de Maio de 2018, disponível em Prefeitura Municipal de Frutal: < <http://www.frutal.mg.gov.br/aterro-sanitario-de-frutal-contara-com-e-energia-solar/>
- PREFEITURA DE FRUTAL. (06 de Abril de 2018b). *Energia Solar é instalada no Aterro Sanitário de Frutal*. Acesso em 08 de Maio de 2018, disponível em Prefeitura Municipal de Frutal: < <http://www.frutal.mg.gov.br/energia-solar-e-instalada-no-aterro-sanitario-de-frutal/>
- REPUBLIC SERVICE, I. (2010). *Tessman Road landfill solar energy cover*. San Antonio, Texas.
- RIZZI, N. (2013). *Freshkills Park Solar Energy Instalation To Be New York City's Largest*. Acesso em 08 de Maio de 2018, disponível em https://www.huffpostbrasil.com/entry/freshkills-park-solar-energy-new-york-city-images-_n_4343185

- RODRIGUES, J. M. (2015). Dissertação (mestrado em tecnologia de processos sustentáveis), Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Goiás. *Arranjos técnicos e análise de viabilidade econômica para subsidiar a decisão de instalar geradores de energia elétrica fotovoltaica sobre telhados*, 225p. Goiânia, Goiás.
- SHAYANI, R. A. (2009). Introdução aos Sistemas Solares Fotovoltaicos. *9º Semana do Departamento de Engenharia Elétrica*, (p. 98). Brasília.
- SILVA, L. B. (2017). Dissertação(trabalho de conclusão de curso), Universidade de Brasília. *Análise técnico-econômica da geração solar fotovoltaica no Hospital Regional da Ceilândia*, 98p. Brasília, DF.
- SZABÓ, S., BÓDIS, K., KOUGIAS, I., MONER-GIRONA, M., JÄGER-WALDAU, A., BARTON, G., et al. (2017). A methodology for maximizing the benefits of solar landfills on closed sites. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, pp. 1291-1300.
- TANSEL, B., MARIN, V. L., VARALA, P. K., & YILDIZ, B. S. (31 de Agosto de 2010). Department of Civil and Environmental Engineering, Florida International University. *Closed Landfills as Power Parks: Technical and Economic Feasibility of Solar Energy Harvesting at Florida's Closed Landfills*, 209. Florida.
- USEPA & NREL, U. S.-L. (2013). *Best Practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills*. Estados Unidos da América.
- USEPA. (Outubro de 2017). *RE-Powering America's Land Initiative: Project Tracking Matrix*. Fonte: United States Enviromental Protection Agency: https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-11/documents/repowering_tracking_matrix_110617_508.pdf
- VIANA, L. L. (2016). Dissertação (Trabalho de Diplomação I), Universidade de Brasília. *Fábrica de Reciclagem da Estrutural + Parque da Estrutural*. Brasília, DF.
- VILLALVA, M. G. (2015). *Energia Solar Fotovoltaica: Conveitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede 2ª Edição*. São Paulo: Érica.

APÊNDICE

A. Fluxo de Caixa para o Sistema 1- Telhado

Ano	Investimento Inicial (R\$)	Economia Anual (R\$)	Custos de O&M (R\$)	Troca de Inversor	Fluxo de Caixa	VP (R\$)	VP Acumulado(R\$)
0	- 3.125.760,86				- 3.125.760,86	- 3.125.760,86	- 3.125.760,86
1		481.838,43	- 31.257,61		450.580,82	R\$ 422.247,98	- 2.703.512,88
2		478.224,64	- 30.357,46		447.867,18	R\$ 393.313,63	- 2.310.199,25
3		474.637,95	- 30.357,46		444.280,49	R\$ 365.630,05	- 1.944.569,20
4		471.078,17	- 30.357,46		440.720,71	R\$ 339.893,59	- 1.604.675,61
5		467.545,08	- 30.357,46		437.187,62	R\$ 315.967,39	- 1.288.708,22
6		464.038,49	- 30.357,46		433.681,03	R\$ 293.724,19	- 994.984,03
7		460.558,21	- 30.357,46		430.200,75	R\$ 273.045,69	- 721.938,35
8		457.104,02	- 30.357,46		426.746,56	R\$ 253.821,89	- 468.116,46
9		453.675,74	- 30.357,46		423.318,28	R\$ 235.950,52	- 232.165,94
10		450.273,17	- 30.357,46		419.915,71	R\$ 219.336,51	- 12.829,43
11		446.896,12	- 30.357,46		416.538,66	R\$ 203.891,44	- 191.062,01
12		443.544,40	- 30.357,46		413.186,94	R\$ 189.533,14	- 380.595,15
13		440.217,82	- 30.357,46	-628039,33	- 218.178,97	-R\$ 93.787,80	- 286.807,35
14		436.916,18	- 30.357,46		406.558,72	R\$ 163.776,51	- 450.583,86
15		433.639,31	- 30.357,46		403.281,85	R\$ 152.241,09	- 602.824,95
16		430.387,02	- 30.357,46		400.029,56	R\$ 141.517,51	- 744.342,45
17		427.159,12	- 30.357,46		396.801,66	R\$ 131.548,66	- 875.891,12
18		423.955,42	- 30.357,46		393.597,96	R\$ 122.281,48	- 998.172,60

19		420.775,76	- 30.357,46		390.418,30	R\$ 113.666,60	1.111.839,20
20		417.619,94	- 30.357,46		387.262,48	R\$ 105.658,15	1.217.497,35
21		414.487,79	- 30.357,46		384.130,33	R\$ 98.213,48	1.315.710,83
22		411.379,13	- 30.357,46		381.021,67	R\$ 91.292,91	1.407.003,74
23		408.293,79	- 30.357,46		377.936,33	R\$ 84.859,58	1.491.863,32
24		405.231,58	- 30.357,46		374.874,12	R\$ 78.879,22	1.570.742,53
25		402.192,35	- 30.357,46		371.834,89	R\$ 73.319,95	1.644.062,48

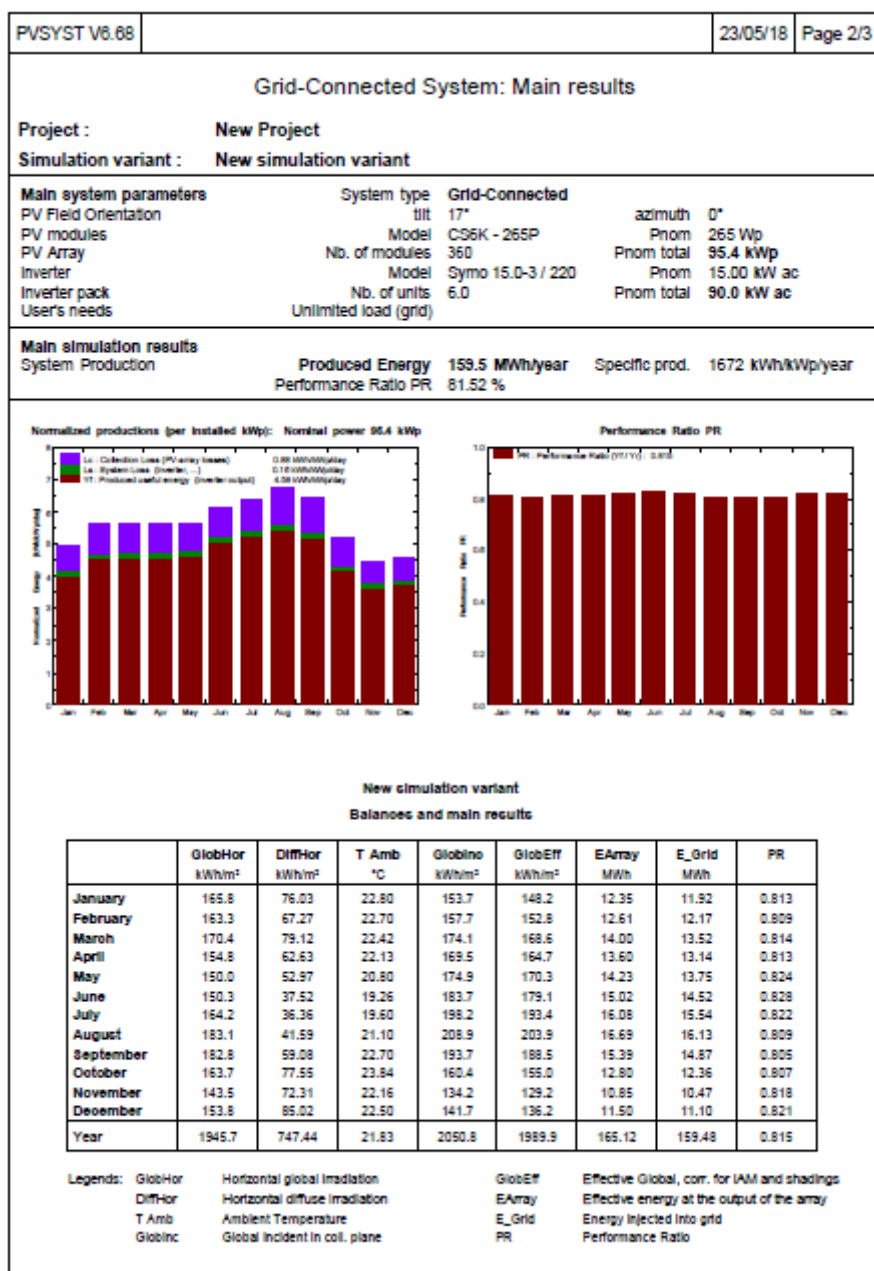
B. Fluxo de Caixa para o Sistema 2 – Pergolado

Ano	Investimento Inicial (R\$)	Economia Anual (R\$)	Custos de O&M (R\$)	Troca de Inversor	Fluxo de Caixa	VPL (R\$)	VPL Acumulado (R\$)
0	- 77.284,69				- 77.284,69	- 77.284,69	- 77.284,69
1		6.394,44	- 772,85		5.621,59	R\$ 5.268,10	- 72.016,59
2		6.346,48	- 772,85		5.573,63	R\$ 4.894,72	- 67.121,87
3		6.298,88	- 772,85		5.526,03	R\$ 4.547,76	- 62.574,11
4		6.251,64	- 772,85		5.478,79	R\$ 4.225,36	- 58.348,74
5		6.204,75	- 772,85		5.431,90	R\$ 3.925,78	- 54.422,96
6		6.158,21	- 772,85		5.385,37	R\$ 3.647,41	- 50.775,55
7		6.112,03	- 772,85		5.339,18	R\$ 3.388,74	- 47.386,80
8		6.066,19	- 772,85		5.293,34	R\$ 3.148,39	- 44.238,41
9		6.020,69	- 772,85		5.247,84	R\$ 2.925,06	- 41.313,35
10		5.975,54	- 772,85		5.202,69	R\$ 2.717,54	- 38.595,81
11		5.930,72	- 772,85		5.157,87	R\$ 2.524,73	- 36.071,08
12		5.886,24	- 772,85		5.113,39	R\$ 2.345,57	- 33.725,52
13		5.842,09	- 772,85	- 19.069,04	- 13.999,80	-R\$ 6.018,04	- 39.743,56

14		5.798,28	- 772,85		5.025,43	R\$ 2.024,42	- 37.719,13
15		5.754,79	- 772,85		4.981,94	R\$ 1.880,71	- 35.838,42
16		5.711,63	- 772,85		4.938,78	R\$ 1.747,18	- 34.091,24
17		5.668,79	- 772,85		4.895,94	R\$ 1.623,12	- 32.468,13
18		5.626,27	- 772,85		4.853,43	R\$ 1.507,84	- 30.960,28
19		5.584,08	- 772,85		4.811,23	R\$ 1.400,74	- 29.559,54
20		5.542,20	- 772,85		4.769,35	R\$ 1.301,24	- 28.258,30
21		5.500,63	- 772,85		4.727,78	R\$ 1.208,79	- 27.049,51
22		5.459,38	- 772,85		4.686,53	R\$ 1.122,89	- 25.926,62
23		5.418,43	- 772,85		4.645,58	R\$ 1.043,09	- 24.883,53
24		5.377,79	- 772,85		4.604,95	R\$ 968,95	- 23.914,58
25		5.337,46	- 772,85		4.564,61	R\$ 900,07	- 23.014,51

C. Simulação da área 1 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 0°

PVSYST V6.68			23/05/18	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	New Project			
Geographical Site	Brasília	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	895 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasília	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant :	New simulation variant			
	Simulation date	23/05/18 19h42		
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation	Tilt	17°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 265P	
Custom parameters definition	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel	24 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	360	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power	Nominal (STC)	95.4 kWp	At operating cond.	85.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	410 V	I mpp	209 A
Total area	Module area	589 m²	Cell area	526 m²
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220		
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius USA		
Characteristics	Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Inverter pack	Nb. of Inverters	6 units	Total Power	90 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	33 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos I - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)			

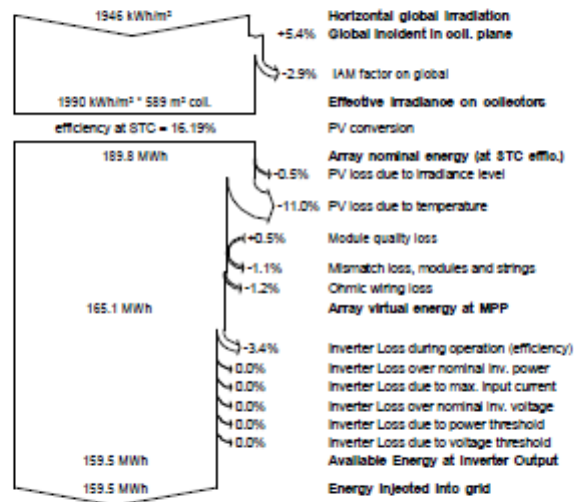


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **New Project**
Simulation variant : **New simulation variant**

Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	17°
PV modules	Model	CS6K - 265P
PV Array	Nb. of modules	360
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220
Inverter pack	Nb. of units	6.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	0°
	Pnom	265 Wp
	Pnom total	95.4 kWp
	Pnom	15.00 kW ac
	Pnom total	90.0 kW ac

Loss diagram over the whole year



D. Simulação da área 2 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 0°

PVSYST V6.68		23/05/18		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		New Project			
Geographical Site		Brasilia		Country	Brazil
Situation		Latitude	-15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	895 m
Meteo data:		Albedo	0.20		
		Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant :		New simulation variant			
		Simulation date	23/05/18 19h48		
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation		Tilt	17°	Azimuth	0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P	
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules		In series	16 modules	In parallel	28 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	448	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	119 kWp	At operating cond.	107 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	438 V	I mpp	243 A
Total area		Module area	733 m²	Cell area	654 m²
Inverter					
Original PVSyst database		Model	Symo 15.0-3 / 220		
Characteristics		Manufacturer	Fronius USA		
Inverter pack		Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power	15.0 kWac
		Nb. of inverters	7 units	Total Power	105 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	30 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

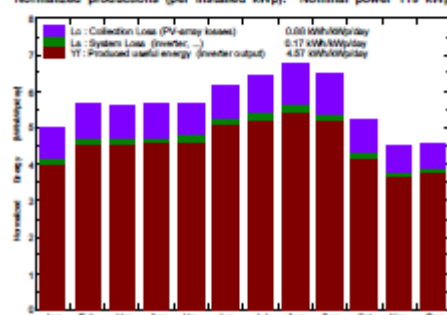
Grid-Connected System: Main results

Project : **New Project**
Simulation variant : **New simulation variant**

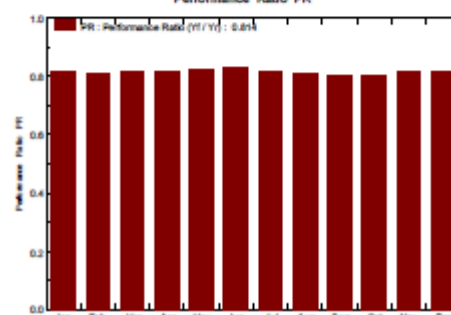
Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	17°
PV modules	Model	CS6K - 265P
PV Array	Nb. of modules	448
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220
Inverter pack	Nb. of units	7.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	0°
	Pnom	265 Wp
	Pnom total	119 kWp
	Pnom	15.00 kW ac
	Pnom total	105 kW ac

Main simulation results	Produced Energy	198.2 MWh/year	Specific prod.	1669 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	81.40 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 119 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	165.8	76.03	22.80	153.7	148.2	15.37	14.81	0.812
February	163.3	67.27	22.70	157.7	152.8	15.69	15.13	0.808
March	170.4	79.12	22.42	174.1	168.6	17.42	16.80	0.813
April	154.8	62.63	22.13	169.5	164.7	16.92	16.32	0.811
May	150.0	52.97	20.80	174.9	170.3	17.71	17.09	0.823
June	150.3	37.52	19.26	183.7	179.1	18.69	18.04	0.827
July	164.2	36.36	19.60	198.2	193.4	20.01	19.30	0.820
August	183.1	41.59	21.10	208.9	203.9	20.78	20.05	0.808
September	182.8	59.08	22.70	193.7	188.5	19.15	18.48	0.803
October	163.7	77.55	23.84	160.4	155.0	15.92	15.36	0.806
November	143.5	72.31	22.16	134.2	129.2	13.51	13.02	0.817
December	153.8	85.02	22.50	141.7	136.2	14.31	13.79	0.820
Year	1945.7	747.44	21.83	2050.8	1989.9	205.48	198.19	0.814

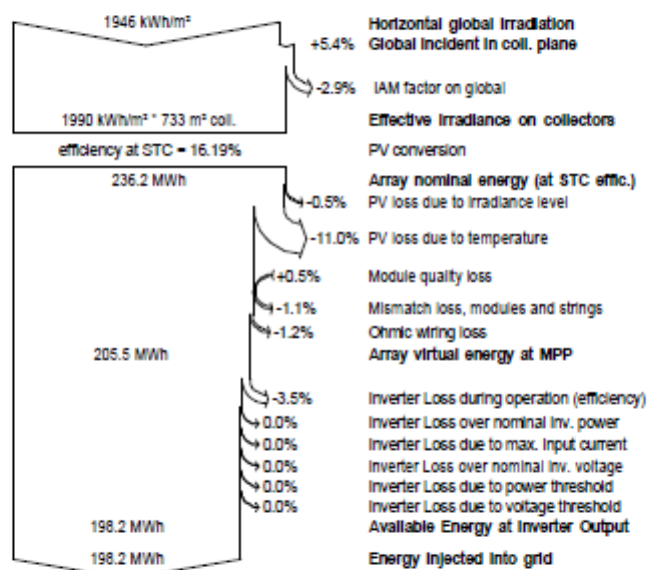
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project
Simulation variant : New simulation variant

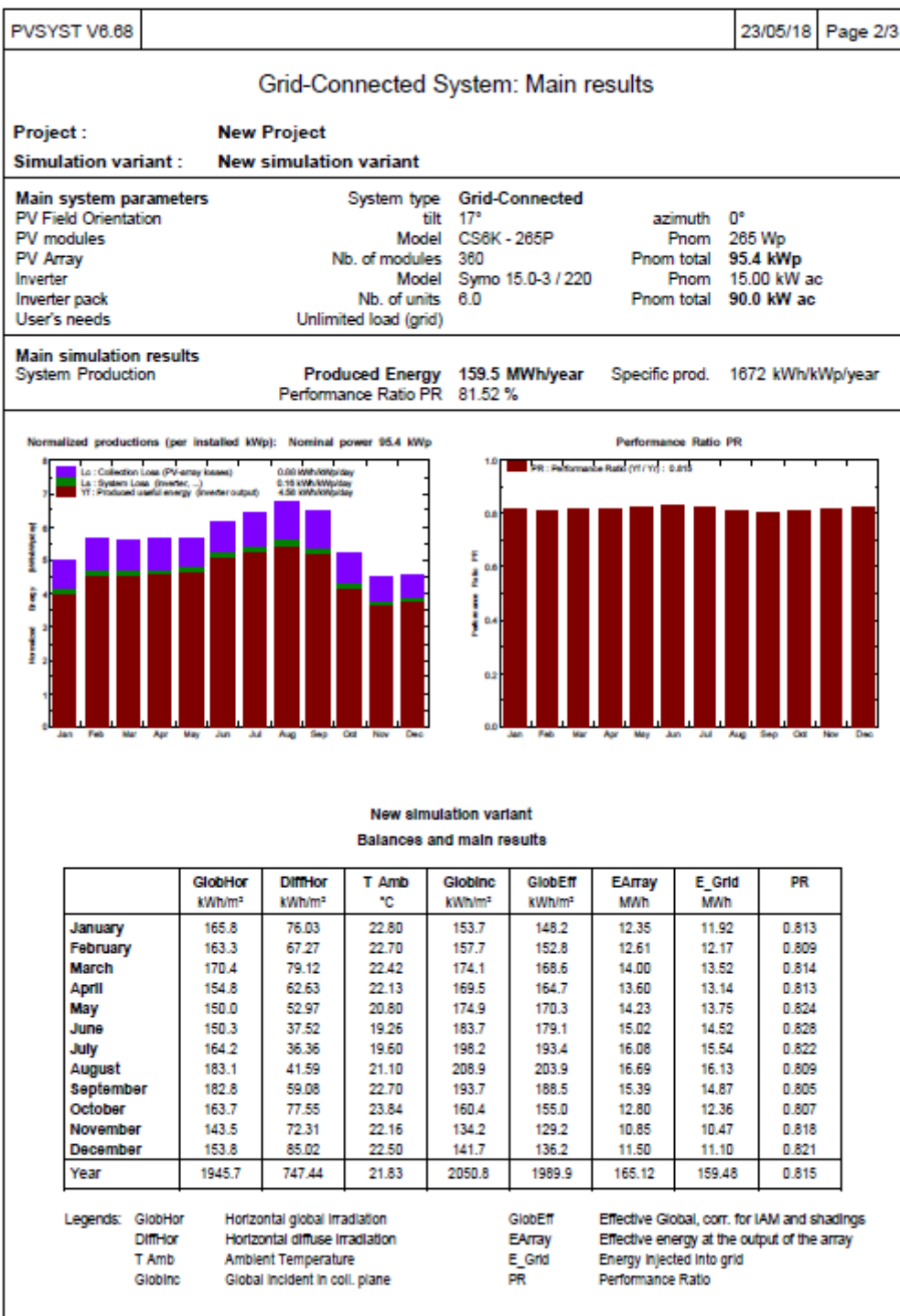
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	448	Pnom total 119 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 105 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



E. Simulação da área 3 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 0°

PVSYST V6.68			23/05/18	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : New Project				
Geographical Site		Brasilia	Country	Brazil
Situation		Latitude	-15.55° S	Longitude
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude
		Albedo	0.20	895 m
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant				
		Simulation date	23/05/18 19h51	
Simulation parameters				
System type		No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation		Tilt	17°	Azimuth
				0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse
				Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon		
Near Shadings		No Shadings		
PV Array Characteristics				
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel
				24 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	360	Unit Nom. Power
				265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	95.4 kWp	At operating cond.
				85.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	410 V	I mpp
				209 A
Total area		Module area	589 m²	Cell area
				526 m²
Inverter				
Original PVSyst database		Model	Symo 15.0-3 / 220	
Characteristics		Manufacturer	Fronius USA	
		Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power
				15.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	6 units	Total Power
				90 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)
				0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	33 mOhm	Loss Fraction
				1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction
				-0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction
				1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction
				0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.
				0.05
User's needs :				
		Unlimited load (grid)		

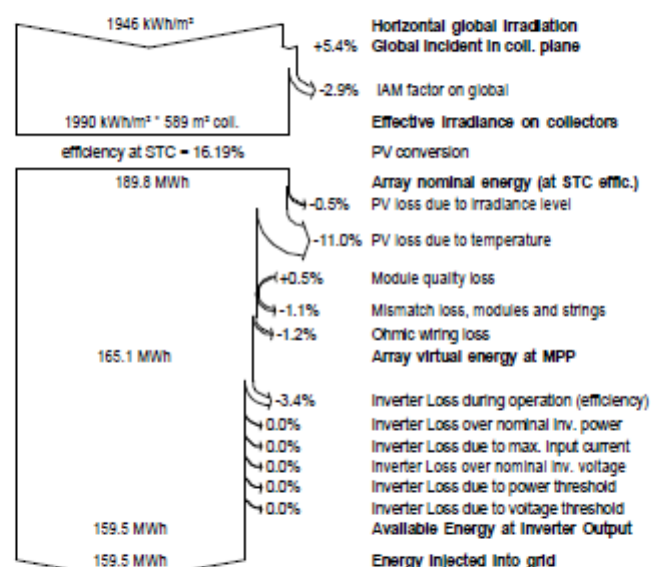


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project
Simulation variant : New simulation variant

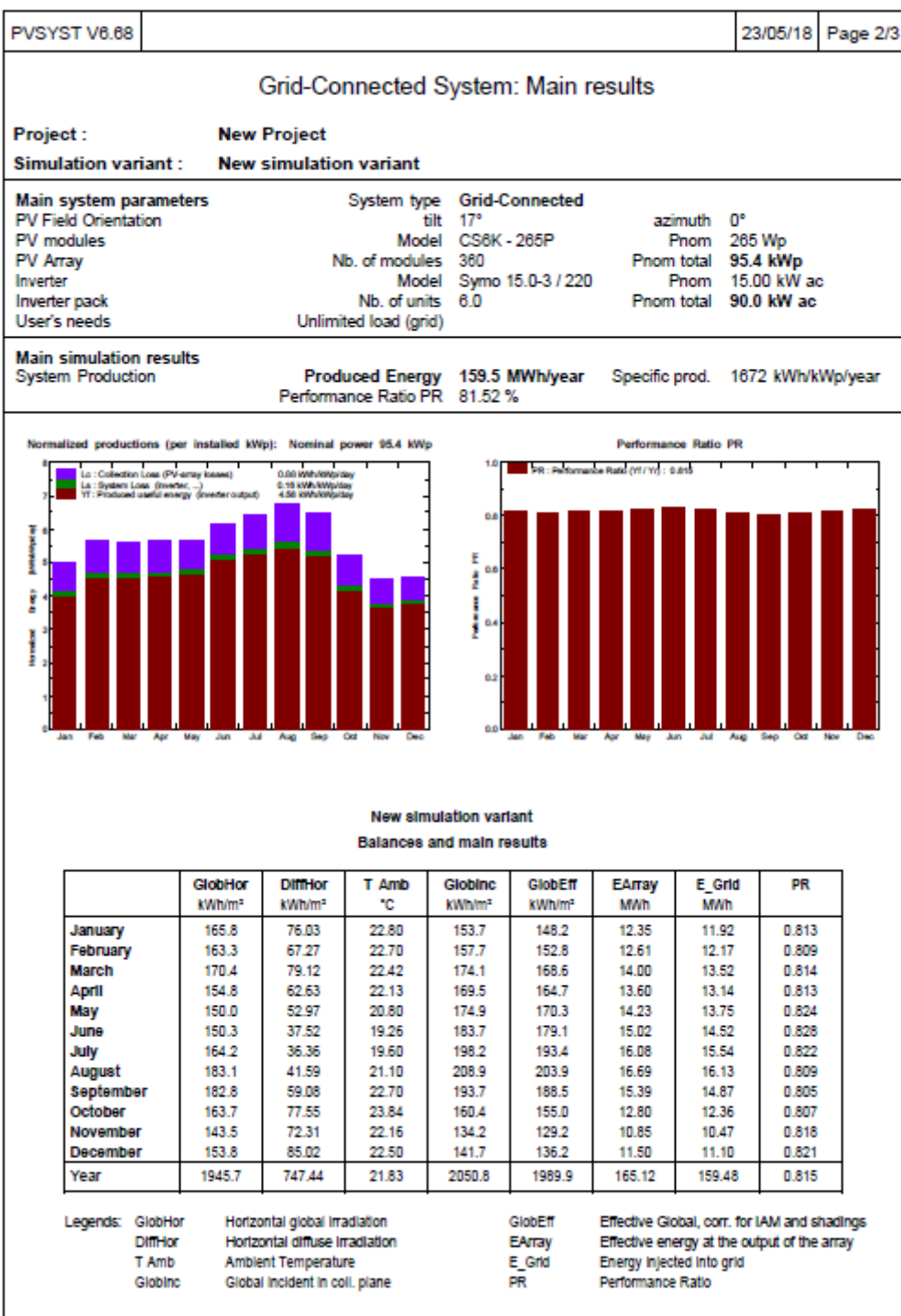
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total 95.4 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total 90.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

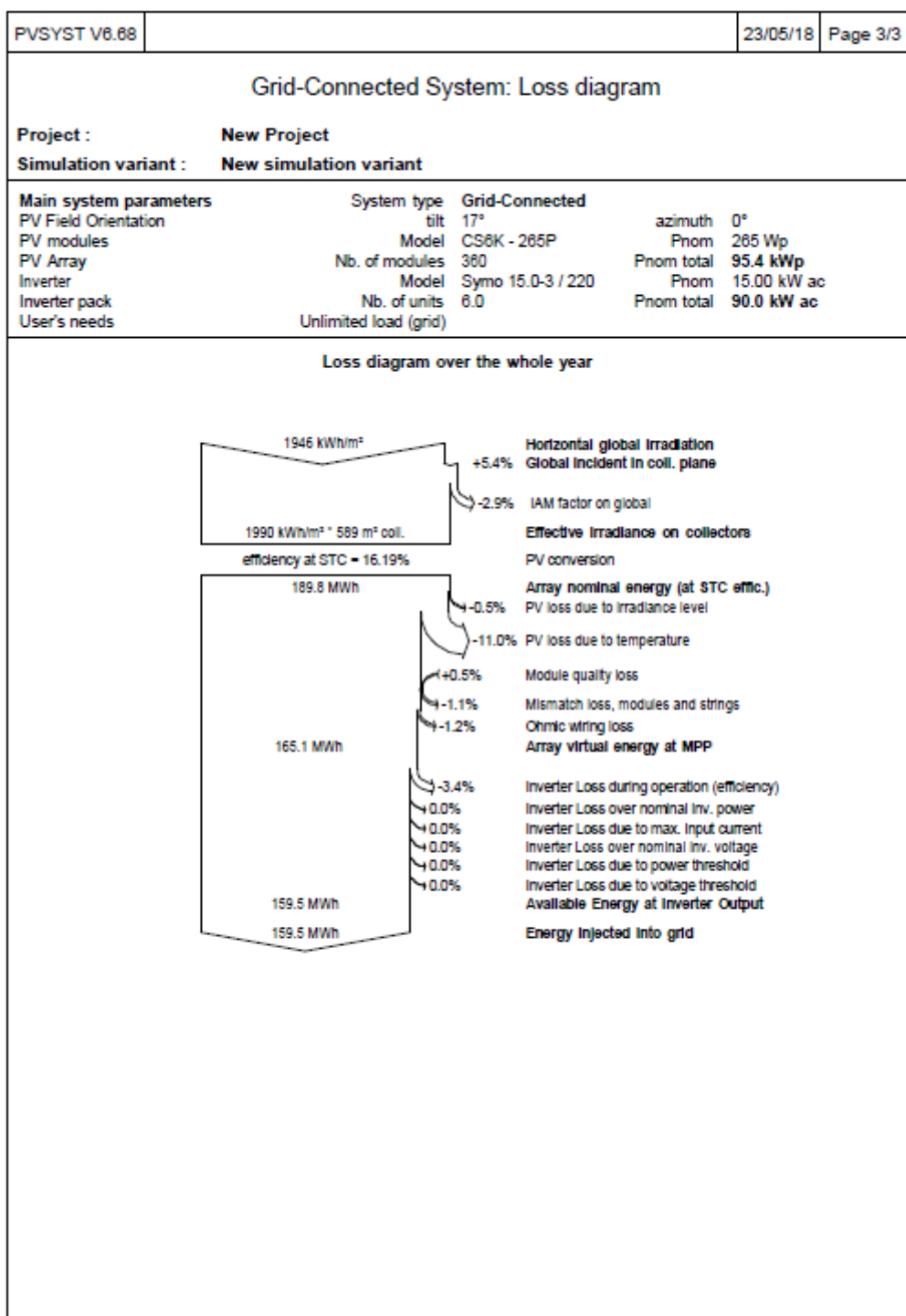
Loss diagram over the whole year



F. Simulação da área 4 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 0°

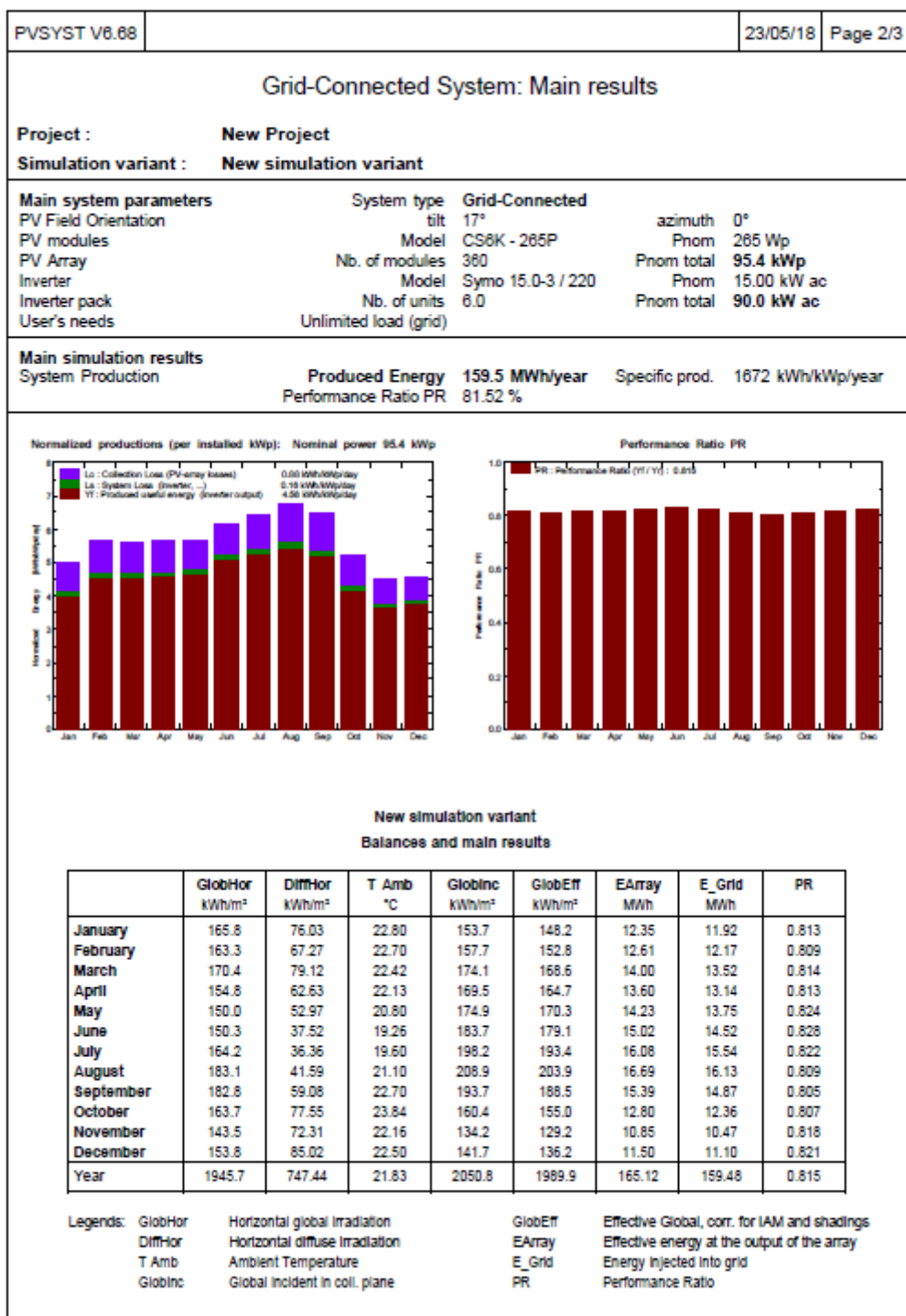
PVSYST V6.68		23/05/18		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		New Project			
Geographical Site		Brasilia		Country	Brazil
Situation		Latitude	-15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	895 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant :		New simulation variant			
		Simulation date	23/05/18 19h53		
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation		Tilt	17°	Azimuth	0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P	
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel	24 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	360	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	95.4 kWp	At operating cond.	85.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	410 V	I mpp	209 A
Total area		Module area	589 m²	Cell area	526 m²
Inverter					
Original PVSyst database		Model	Symo 15.0-3 / 220		
Characteristics		Manufacturer	Fronius USA		
		Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	6 units	Total Power	90 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	33 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

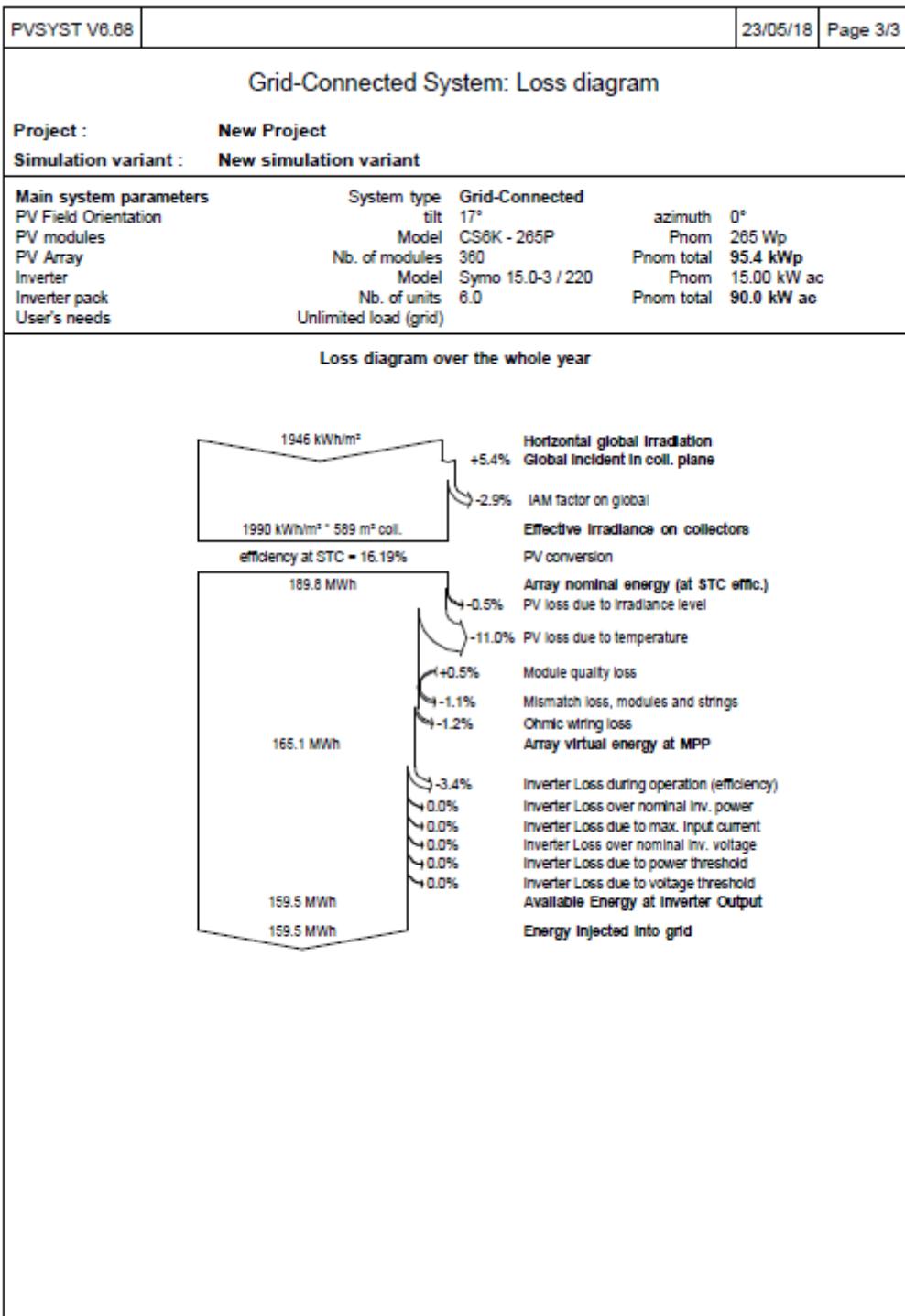




G. Simulação da área 5 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 0°

PVSYST V6.68		23/05/18		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		New Project			
Geographical Site		Brasilia	Country	Brazil	
Situation		Latitude	-15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	895 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant :		New simulation variant			
		Simulation date	23/05/18 19h54		
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation		Tilt	17°	Azimuth	0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P	
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel	24 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	360	Unit Nom. Power	265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	95.4 kWp	At operating cond.	85.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	410 V	I mpp	209 A
Total area		Module area	589 m²	Cell area	526 m²
Inverter					
Original PVsyst database		Model	Symo 15.0-3 / 220		
Characteristics		Manufacturer	Fronius USA		
		Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	6 units	Total Power	90 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	33 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			





H. Simulação da área 1 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 60° (oeste)

PVSYST V6.68			11/04/18	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : New Project				
Geographical Site		Brasilia	Country	Brazil
Situation		Latitude	-15.55° S	Longitude
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude
		Albedo	0.20	895 m
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant				
		Simulation date	11/04/18 09h18	
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined	
Collector Plane Orientation		Tilt	17°	Azimuth
				60°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse
				Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon		
Near Shadings		No Shadings		
PV Array Characteristics				
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel
Total number of PV modules		Nb. modules	360	Unit Nom. Power
Array global power		Nominal (STC)	95.4 kWp	At operating cond.
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	410 V	I mpp
Total area		Module area	589 m²	Cell area
				526 m²
Inverter		Model	Symo 15.0-3 / 220	
Original PVsyst database		Manufacturer	Fronius USA	
Characteristics		Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power
				15.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	6 units	Total Power
				90 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)
				0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	33 mOhm	Loss Fraction
				1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction
				-0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction
				1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction
				0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.
				0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)		

PVsyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

Project : New Project

Simulation variant : New simulation variant

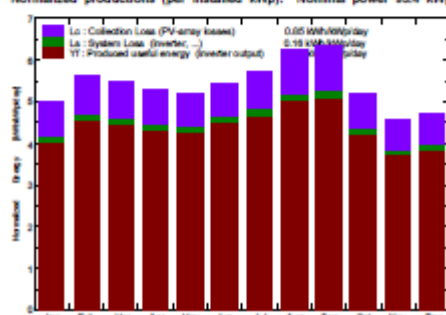
Main system parameters

PV Field Orientation	System type	Grid-Connected	azimuth	80°
PV modules	tilt	17°	Pnom	265 Wp
PV Array	Model	CS6K - 265P	Pnom total	95.4 kWp
Inverter	Nb. of modules	380	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom total	90.0 kW ac
User's needs	Nb. of units	6.0		
	Unlimited load (grid)			

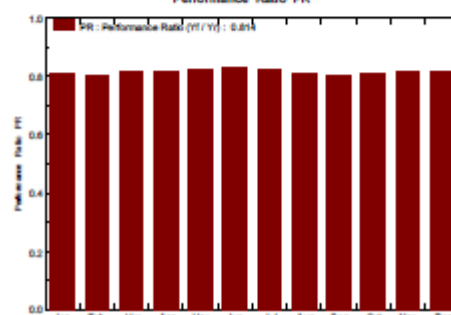
Main simulation results

System Production	Produced Energy	152.8 MWh/year	Specific prod.	1601 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	81.36 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 95.4 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	165.8	76.03	22.80	154.8	149.5	12.38	11.95	0.809
February	163.3	67.27	22.70	157.5	152.6	12.53	12.10	0.806
March	170.4	79.12	22.42	170.0	164.5	13.65	13.18	0.813
April	154.8	62.63	22.13	159.4	154.2	12.79	12.35	0.812
May	150.0	52.97	20.80	160.9	155.7	13.07	12.62	0.822
June	150.3	37.52	19.26	163.2	158.0	13.32	12.87	0.827
July	164.2	36.36	19.60	176.1	170.9	14.27	13.78	0.821
August	183.1	41.59	21.10	192.9	187.4	15.40	14.88	0.808
September	182.8	59.08	22.70	189.3	184.0	15.05	14.54	0.805
October	163.7	77.55	23.84	161.6	156.5	12.87	12.43	0.807
November	143.5	72.31	22.16	136.6	131.8	11.04	10.65	0.817
December	153.8	85.02	22.50	145.8	140.7	11.81	11.40	0.819
Year	1945.7	747.44	21.83	1968.0	1905.9	158.18	152.76	0.814

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

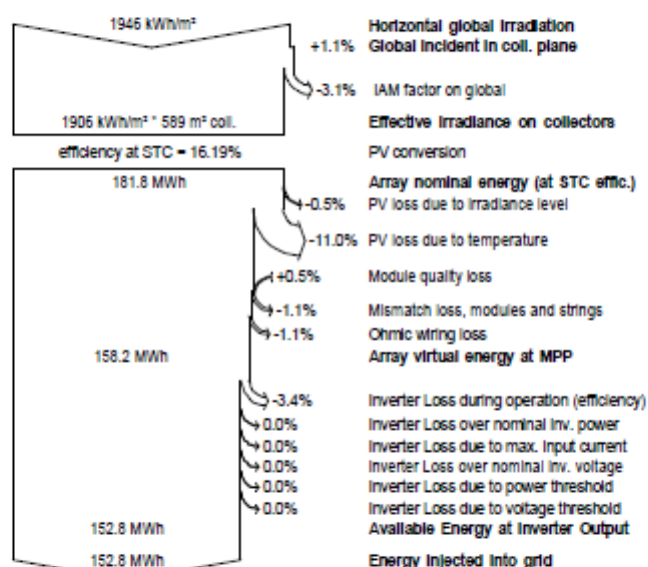
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 60°
PV modules	Model	CS6K - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total 95.4 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total 90.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

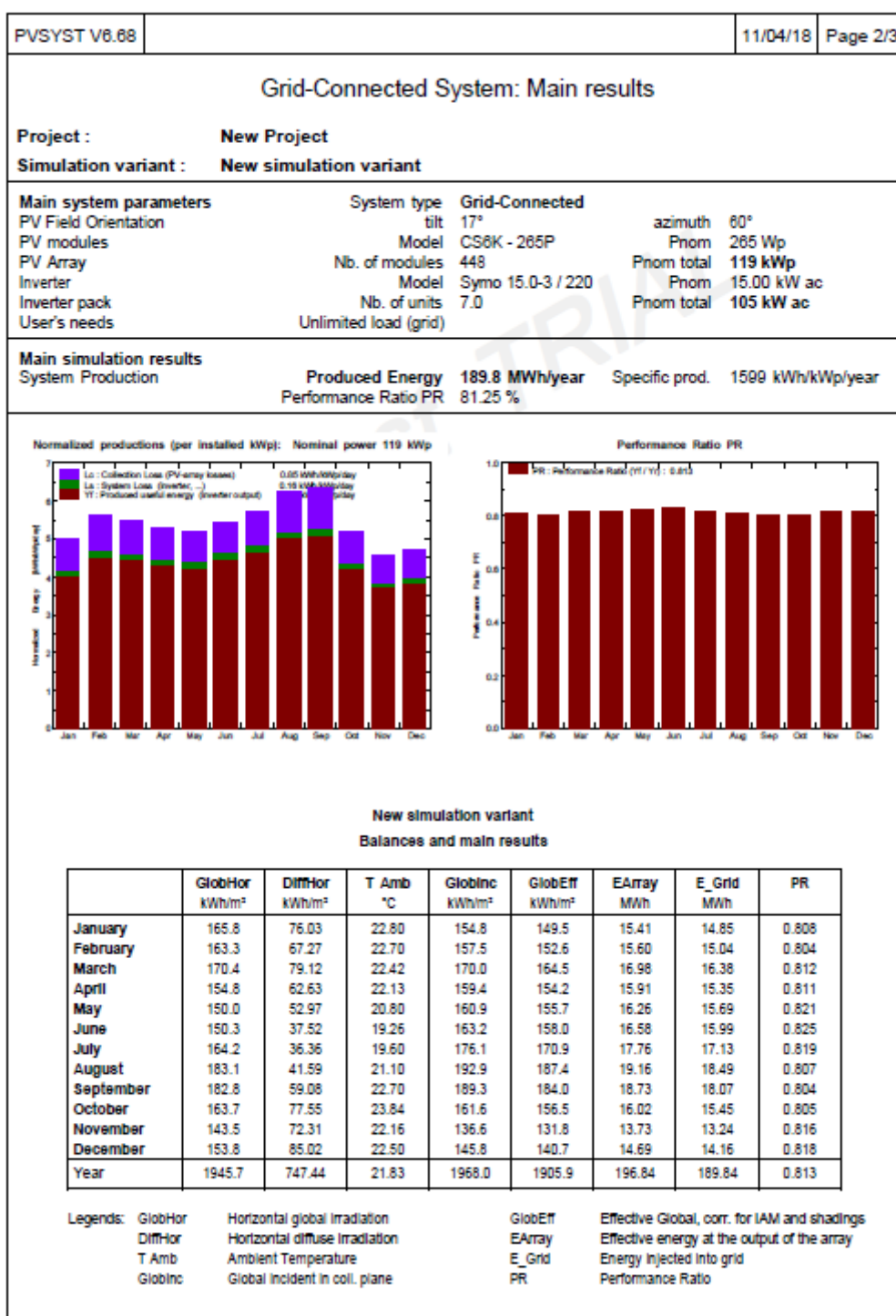
Loss diagram over the whole year



I. Simulação da área 2 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 60° (oeste)

PVSYS V6.68		11/04/18		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : New Project					
Geographical Site		Brasilia		Country Brazil	
Situation		Latitude -15.55° S		Longitude -47.96° W	
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3	
		Albedo 0.20		Altitude 895 m	
Meteo data:		Brasilia		Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant					
		Simulation date 11/04/18 09h20			
Simulation parameters		System type No 3D scene defined			
Collector Plane Orientation		Tilt 17°		Azimuth 60°	
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm	
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly		Model CS6K - 265P	
Custom parameters definition		Manufacturer		Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series		16 modules	
Total number of PV modules		Nb. modules		448	
Array global power		Nominal (STC)		119 kWp	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		438 V	
Total area		Module area		733 m²	
				In parallel 28 strings	
				Unit Nom. Power 265 Wp	
				At operating cond. 107 kWp (50°C)	
				I mpp 243 A	
				Cell area 654 m²	
Inverter		Model		Symo 15.0-3 / 220	
Original PVSyst database		Manufacturer		Fronius USA	
Characteristics		Operating Voltage		325-850 V	
				Unit Nom. Power 15.0 kWac	
Inverter pack		Nb. of inverters		7 units	
				Total Power 105 kWac	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)		20.0 W/m²K	
		Global array res.		30 mOhm	
Wiring Ohmic Loss				Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
Module Quality Loss				Loss Fraction 1.5 % at STC	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction -0.5 %	
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)	
				bo Param. 0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)			

PVSyst Evaluation mode



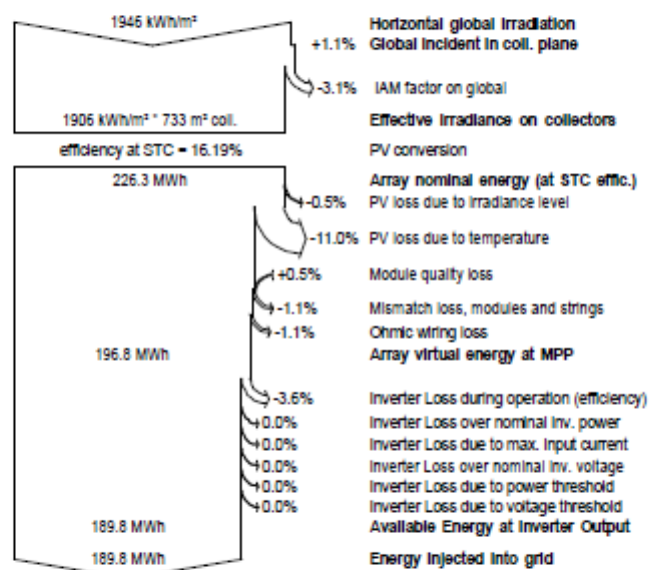
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 60°
PV modules	Model	CS6K - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	448	Pnom total 119 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 105 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

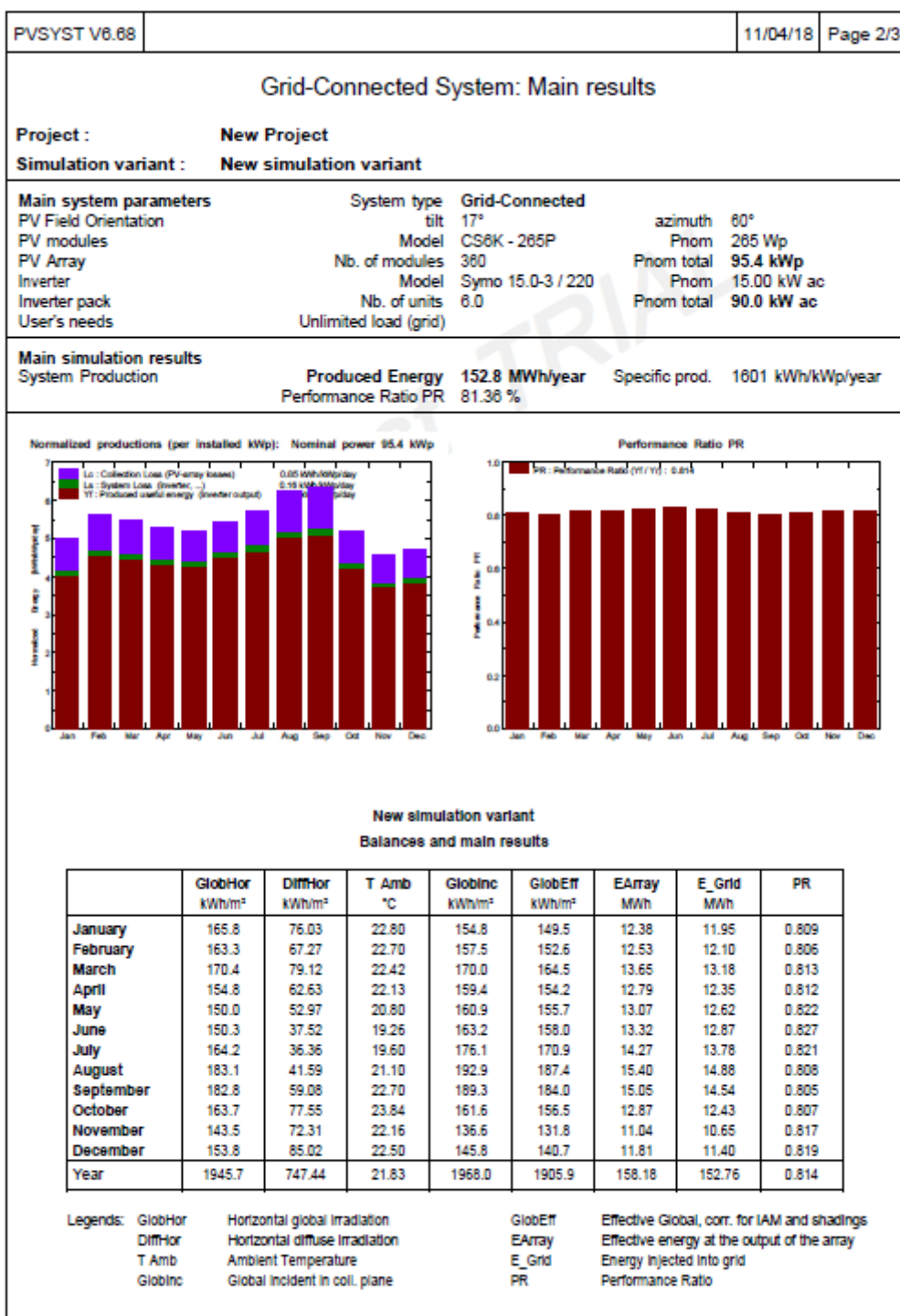
Loss diagram over the whole year



J. Simulação da área 3 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 60° (oeste)

PVSYST V6.68		11/04/18		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : New Project					
Geographical Site		Brasilia		Country Brazil	
Situation		Latitude -15.55° S		Longitude -47.96° W	
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3	
		Albedo 0.20		Altitude 895 m	
Meteo data:		Brasilia Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic			
Simulation variant : New simulation variant					
		Simulation date 11/04/18 09h23			
Simulation parameters		System type No 3D scene defined			
Collector Plane Orientation		Tilt 17°		Azimuth 60°	
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm	
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly Model CS6K - 265P			
Custom parameters definition		Manufacturer Canadian Solar Inc.			
Number of PV modules		In series 15 modules		In parallel 24 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 360		Unit Nom. Power 265 Wp	
Array global power		Nominal (STC) 95.4 kWp		At operating cond. 85.6 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 410 V		I mpp 209 A	
Total area		Module area 589 m²		Cell area 526 m²	
Inverter					
Original PVsyst database		Model Symo 15.0-3 / 220			
Characteristics		Manufacturer Fronius USA		Unit Nom. Power 15.0 kWac	
Inverter pack		Operating Voltage 325-850 V		Total Power 90 kWac	
		Nb. of inverters 6 units			
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 33 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.5 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05	
User's needs : Unlimited load (grid)					

PVsyet Evaluation mode



Physyt Evaluation mode

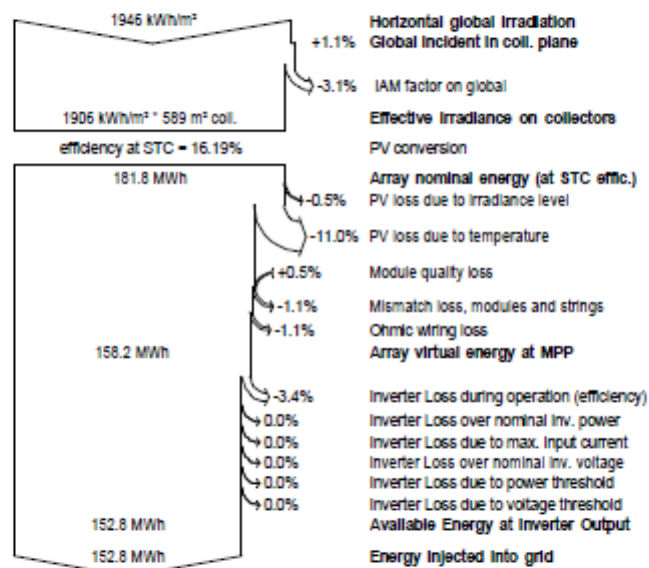
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 60°
PV modules	Model	CS6K - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	380	Pnom total 95.4 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total 90.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

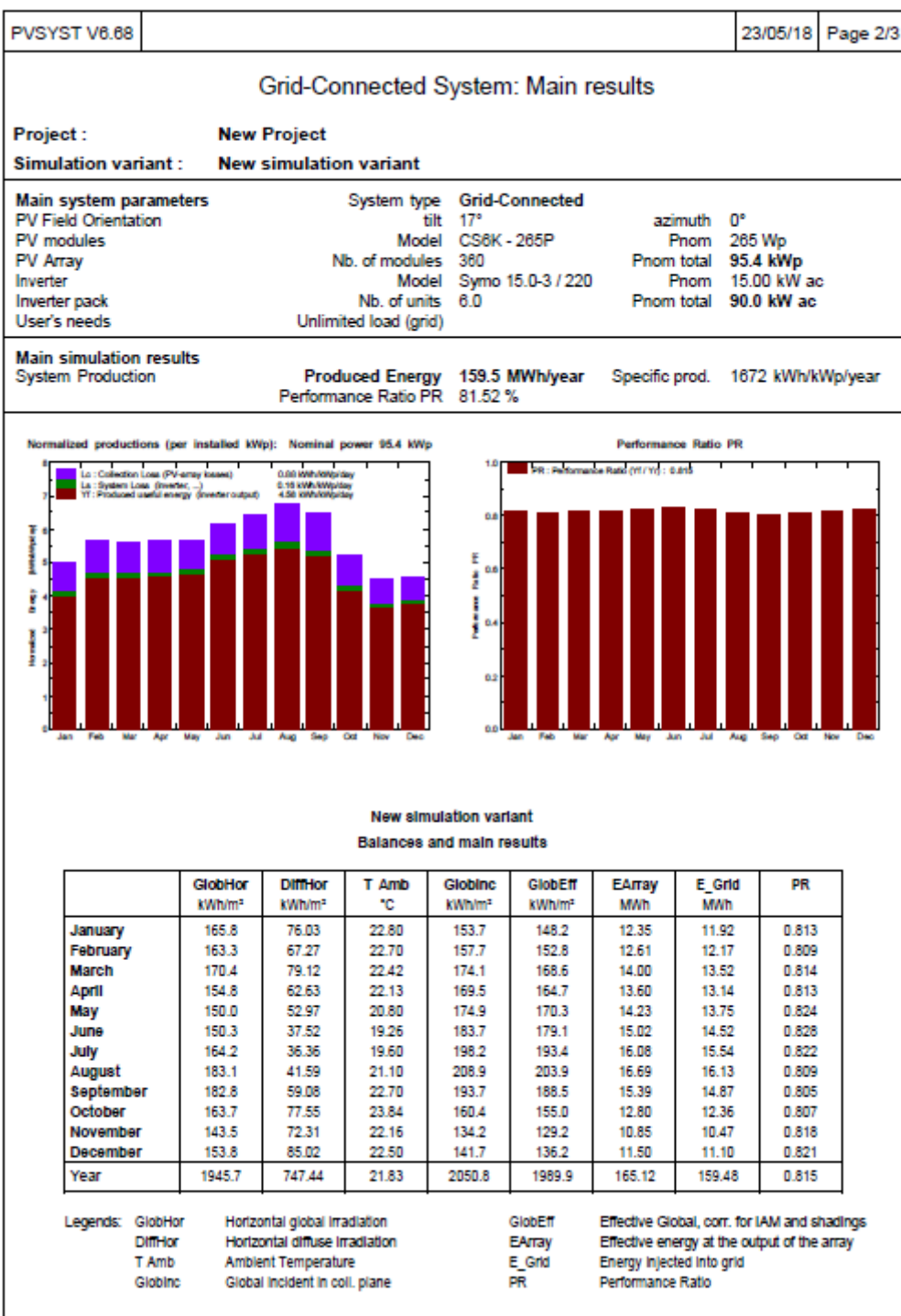
Loss diagram over the whole year



K. Simulação da área 4 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 60° (oeste)

PVSyst V6.68			11/04/18	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : New Project				
Geographical Site		Brasilia	Country Brazil	
Situation		Latitude -15.55° S	Longitude -47.96° W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	
		Albedo 0.20	Altitude 895 m	
Meteo data:		Brasilia Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant : New simulation variant				
		Simulation date 11/04/18 09h24		
Simulation parameters		System type No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation		Tilt 17°	Azimuth 60°	
Models used		Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm	
Horizon		Free Horizon		
Near Shadings		No Shadings		
PV Array Characteristics				
PV module		Si-poly	Model CS6K - 265P	
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel 24 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	360	Unit Nom. Power 265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	95.4 kWp	At operating cond. 85.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	410 V	I mpp 209 A
Total area		Module area	589 m²	Cell area 526 m²
Inverter				
Original PVSyst database		Model	Symo 15.0-3 / 220	
Characteristics		Manufacturer	Fronius USA	
		Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	6 units	Total Power 90 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	33 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)		

PVSyst Evaluation mode

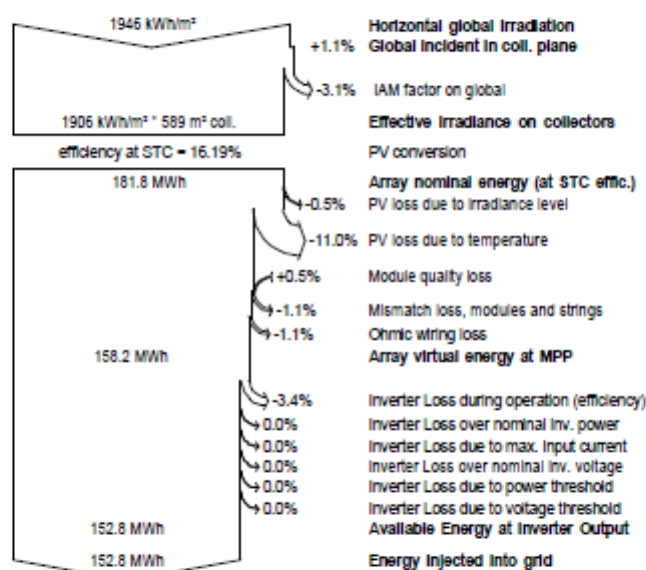


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : New Project
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 60°
PV modules	Model	CS6K - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total 95.4 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total 90.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

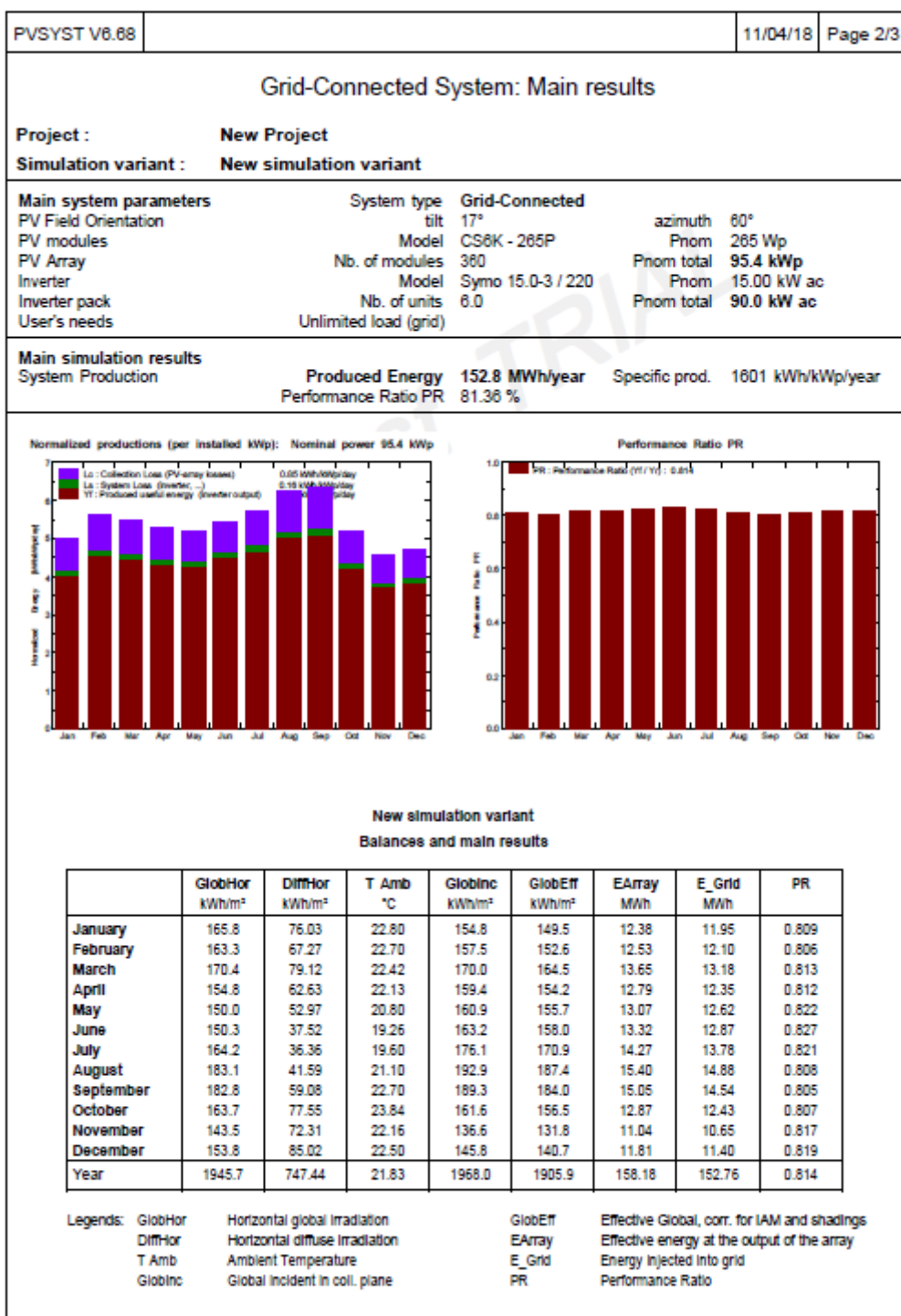
Loss diagram over the whole year



L. Simulação da área 5 (sistema 1) considerando ângulo azimutal 60° (oeste)

PVSYST V6.68			11/04/18	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : New Project				
Geographical Site		Brasilia	Country	Brazil
Situation		Latitude -15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as		Legal Time Time zone UT-3	Altitude	895 m
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant				
		Simulation date	11/04/18 09h26	
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined	
Collector Plane Orientation		Tilt	17°	Azimuth 60°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon		
Near Shadings		No Shadings		
PV Array Characteristics				
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 265P
Custom parameters definition		Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel 24 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	360	Unit Nom. Power 265 Wp
Array global power		Nominal (STC)	95.4 kWp	At operating cond. 85.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	410 V	I mpp 209 A
Total area		Module area	589 m²	Cell area 526 m²
Inverter				
Original PVsyst database		Model	Symo 15.0-3 / 220	
Characteristics		Manufacturer	Fronius USA	
Inverter pack		Operating Voltage	325-850 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
		Nb. of inverters	6 units	Total Power 90 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	33 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction -0.5 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)		

PVsyst Evaluation mode



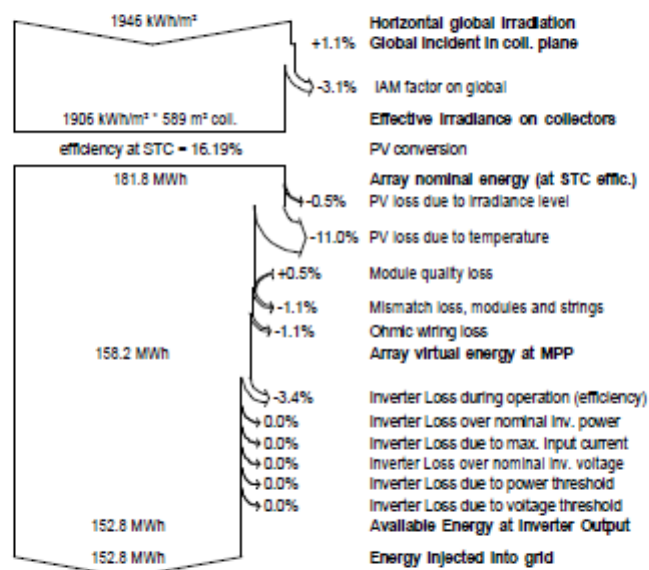
PVsynt Evaluation mode

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **New Project**
Simulation variant : **New simulation variant**

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 60°
PV modules	Model	CS6K - 265P	Pnom 265 Wp
PV Array	Nb. of modules	380	Pnom total 95.4 kWp
Inverter	Model	Symo 15.0-3 / 220	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total 90.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



M. Simulação do sistema 2 desconsiderando o sombreamento

PVSYST V6.68			11/04/18	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : New Project				
Geographical Site		Brasilia	Country	Brazil
Situation	Latitude	-15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	895 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant : New simulation variant				
	Simulation date		11/04/18 09h35	
Simulation parameters				
System type		Sheds on ground		
Collector Plane Orientation	Tilt	0°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-mono	Model	LG 385 N2T-A5	
Custom parameters definition		Manufacturer	LG Electronics	
Number of PV modules	In series	7 modules	In parallel	4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	28	Unit Nom. Power	385 Wp
Array global power	Nominal (STC)	10.78 kWp	At operating cond.	9.83 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	258 V	I mpp	38 A
Total area	Module area	59.2 m²	Cell area	52.1 m²
Inverter				
Original PVSyst database	Model	Primo 5.0-1		
Characteristics	Manufacturer	Fronius International		
	Operating Voltage	80-800 V	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	4 * MPPT 50 %	Total Power	10.0 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	111 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs : Unlimited load (grid)				

PVSyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

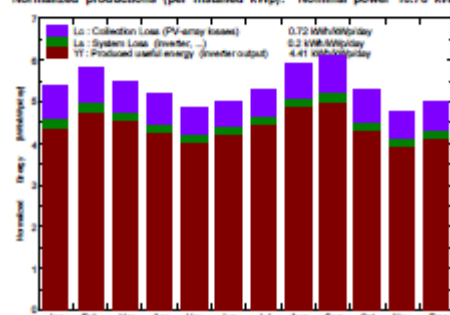
Project : **New Project**

Simulation variant : **New simulation variant**

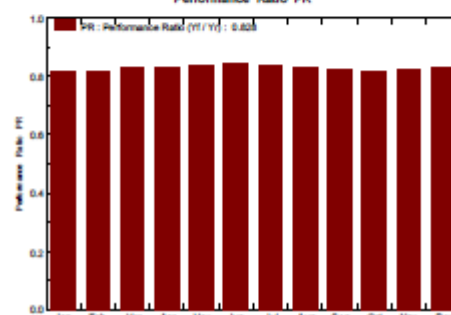
Main system parameters	System type	Grid-Connected
PV Field Orientation	tilt	0°
PV modules	Model	LG 385 N2T-A5
PV Array	Nb. of modules	28
Inverter	Model	Primo 5.0-1
Inverter pack	Nb. of units	2.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	0°
	Pnom	385 Wp
	Pnom total	10.78 kWp
	Pnom	5.00 kW ac
	Pnom total	10.00 kW ac

Main simulation results	Produced Energy	17.36 MWh/year	Specific prod.	1610 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	82.76 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 10.78 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	165.8	76.03	22.80	165.8	160.2	1.535	1.466	0.820
February	163.3	67.27	22.70	163.3	158.2	1.509	1.444	0.820
March	170.4	79.12	22.42	170.4	164.6	1.588	1.519	0.827
April	154.8	62.63	22.13	154.8	149.3	1.445	1.383	0.828
May	150.0	52.97	20.80	150.0	144.4	1.416	1.355	0.838
June	150.3	37.52	19.26	150.3	144.4	1.425	1.365	0.842
July	164.2	36.36	19.60	164.2	158.1	1.548	1.483	0.838
August	183.1	41.59	21.10	183.1	177.1	1.706	1.635	0.828
September	182.8	59.08	22.70	182.8	177.0	1.690	1.619	0.821
October	163.7	77.55	23.84	163.7	158.0	1.511	1.444	0.819
November	143.5	72.31	22.16	143.5	138.4	1.338	1.277	0.825
December	153.8	85.02	22.50	153.8	148.2	1.436	1.371	0.827
Year	1945.7	747.44	21.83	1945.7	1877.9	18.149	17.359	0.828

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

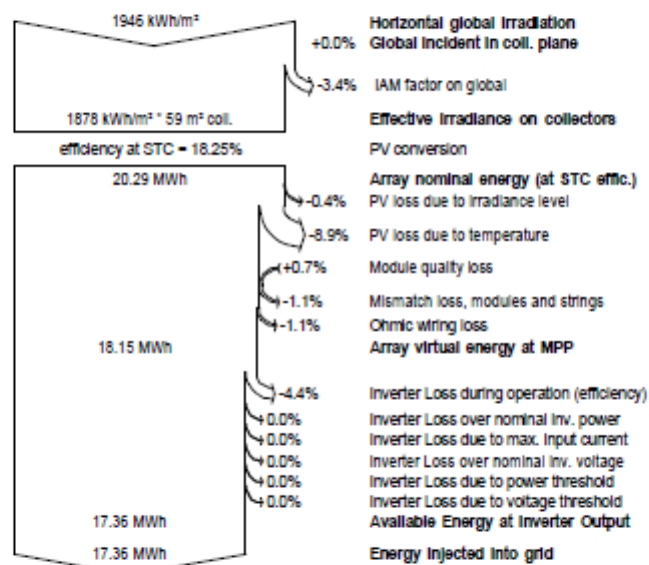
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **New Project**

Simulation variant : **New simulation variant**

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth 0°
PV modules	Model	LG 385 N2T-A5	Pnom 385 Wp
PV Array	Nb. of modules	28	Pnom total 10.78 kWp
Inverter	Model	Primo 5.0-1	Pnom 5.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



N. Simulação do sistema 2 considerando o sombreamento

PVSYST V6.68		10/04/18		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : New Project					
Geographical Site		Brasilia	Country		Brazil
Situation		Latitude	-15.55° S	Longitude	-47.96° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	895 m
Meteo data:		Brasilia	Meteonorm 7.1, Sat=37% - Synthetic		
Simulation variant : New simulation variant					
		Simulation date	10/04/18 10h44		
Simulation parameters		System type	Sheds on ground		
Collector Plane Orientation		Tilt	0°	Azimuth	0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Linear shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-mono	Model	LG 385 N2T-A5	
Custom parameters definition		Manufacturer	LG Electronics		
Number of PV modules		In series	7 modules	In parallel	4 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	28	Unit Nom. Power	385 Wp
Array global power		Nominal (STC)	10.78 kWp	At operating cond.	9.83 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	258 V	I mpp	38 A
Total area		Module area	59.2 m²	Cell area	52.1 m²
Inverter		Model	Primo 5.0-1		
Original PVsyst database		Manufacturer	Fronius International		
Characteristics		Operating Voltage	80-800 V	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	4 * MPPT 50 %	Total Power	10.0 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	111 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			

PVsyst Evaluation mode

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : **New Project**

Simulation variant : **New simulation variant**

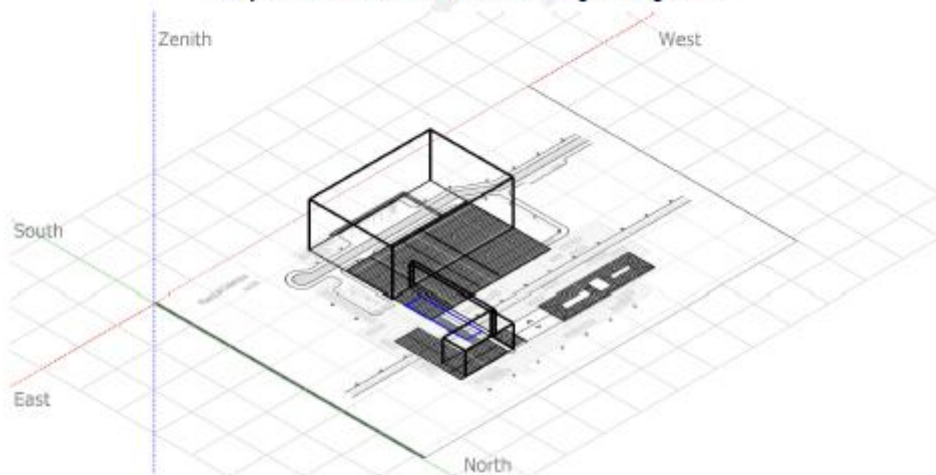
Main system parameters

Near Shadings
 PV Field Orientation
 PV modules
 PV Array
 Inverter
 Inverter pack
 User's needs

System type **Grid-Connected**
 Linear shadings
 tilt 0°
 Model LG 385 N2T-A5
 Nb. of modules 28
 Model Primo 5.0-1
 Nb. of units 2.0
 Unlimited load (grid)

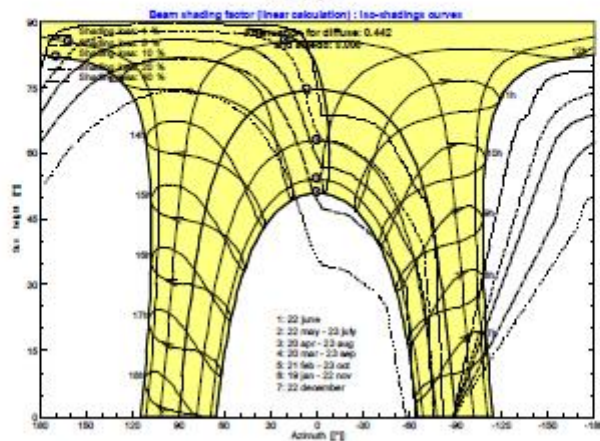
azimuth 0°
 Pnom 385 Wp
 Pnom total 10.78 kWp
 Pnom 5.00 kW ac
 Pnom total 10.00 kW ac

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

New Project



PVSYST Evaluation mode

Grid-Connected System: Main results

Project : New Project

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

System type Grid-Connected

Near Shadings

Linear shadings

PV Field Orientation

tilt

0°

azimuth

0°

PV modules

Model

LG 385 N2T-A5

Pnom 385 Wp

PV Array

Nb. of modules

28

Pnom total 10.78 kWp

Inverter

Model

Primo 5.0-1

Pnom 5.00 kW ac

Inverter pack

Nb. of units

2.0

Pnom total 10.00 kW ac

User's needs

Unlimited load (grid)

Main simulation results

System Production

Produced Energy

10.61 MWh/year

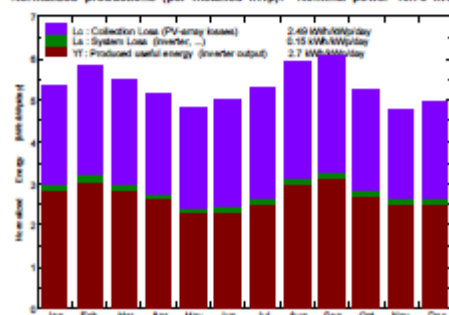
Specific prod.

984 kWh/kWp/year

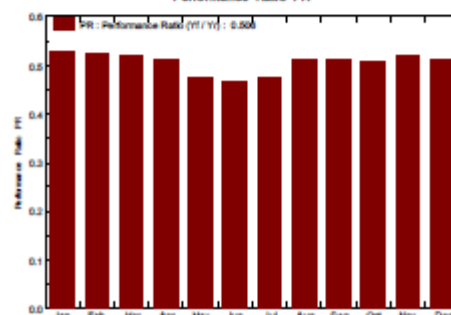
Performance Ratio PR

50.58 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 10.78 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	165.8	76.03	22.80	165.8	103.4	1.004	0.950	0.531
February	163.3	67.27	22.70	163.3	100.8	0.978	0.928	0.528
March	170.4	79.12	22.42	170.4	102.6	1.005	0.953	0.519
April	154.8	62.63	22.13	154.9	91.1	0.898	0.851	0.510
May	150.0	52.97	20.80	150.0	81.1	0.812	0.788	0.475
June	150.3	37.52	19.26	150.4	79.2	0.798	0.755	0.488
July	164.2	36.36	19.60	164.2	88.6	0.886	0.840	0.475
August	183.1	41.59	21.10	183.2	107.8	1.059	1.007	0.510
September	182.8	59.08	22.70	182.8	109.5	1.063	1.010	0.513
October	163.7	77.55	23.84	163.7	97.4	0.949	0.898	0.509
November	143.5	72.31	22.16	143.5	87.2	0.854	0.806	0.521
December	153.8	85.02	22.50	153.8	91.2	0.897	0.847	0.511
Year	1945.7	747.44	21.83	1946.0	1139.8	11.200	10.611	0.506

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

